

Alternativas tecnológicas para administración de la corrosión en ductos enterrados

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar tecnologías de manera integral para aplicación de la administración de la corrosión en ductos enterrados que resuelvan acciones de control, mitigación y reparación para las amenazas dependientes del tiempo.

Antecedentes

El factor más importante en el proceso de la aplicación de la integridad de los ductos enterrados es la integración de tecnologías novedosas, fundamentos y aspectos económicos del fenómeno de corrosión.

La implementación del plan de la Administración de la Integridad en la red de ductos de Pemex Refinación contempla procedimientos, acciones y tecnologías de clase mundial. Pemex Refinación ha desarrollado un plan de mejora continua aplicado a los ductos en tierra con soluciones a corto, mediano y largo plazo para colocarse a la vanguardia con el concepto fundamental de los sistemas de transporte por ducto a nivel mundial. Lo anterior se ha realizado apegado a la filosofía de seguridad, confiabilidad y eficiencia en las operaciones de transporte de líquidos peligrosos establecida internacionalmente. Uno de los aspectos fundamentales para el éxito en la implementación de la Integridad de ductos es el desarrollo, integración y mejora continua de tecnologías de inspección indirecta, inspección directa con fundamentos mecánicos y modelos matemáticos en paralelo de la administración de la corrosión.

La mejora continua en el proceso de integridad de ductos incluye el ciclo de tecnologías, fundamentos aplicados al sistema de ductos, además el desarrollo de recursos humanos para el entendimiento en la operación de nuevas tecnologías, análisis de información y toma de decisiones basadas en fundamentos científicos y criterios tecnológicos.

Descripción de la problemática tecnológica

En este proyecto se promueve el desarrollo de tecnología (s) que integre (n) los principios de operación de los equipos de inspección indirectas y directa con algoritmos y mecanismos que resulten en criterios, estándares y metodologías para el soporte de acciones que controlen, mitiguen, reparen el proceso de degradación metálica considerando el concepto de la Administración de la Corrosión en Ductos Enterrados. Estas tecnologías deben contemplar las condiciones específicas del territorio nacional, de tal manera que se reduzca la incertidumbre de

las tecnologías utilizadas y del análisis de datos, así como las estrategias para la selección e implementación de nuevas tecnologías de inspección para corrosión interna y externa, generación de criterios cuantitativos en la Evaluación del Riesgo y la Integridad Inicial. Por último, las tecnologías deben estar orientadas a maximizar el costo-beneficio en las acciones tomadas para la mitigación, control y reparación contra la corrosión.

La tecnología debe integrar en la Administración de la Corrosión modelos matemáticos tanto determinísticos como probabilísticos, mecanismos de corrosión y fundamentos fisicoquímicos y cinéticos, junto con los resultados obtenidos de la aplicación de las tecnologías de inspección existentes y de datos históricos.

Las tecnologías deben incluir procesos, tecnologías y modelos que actualmente tienen éxito, así como los desarrollos tecnológico-científicos donde exista oportunidad de perfeccionamiento y/o mejora de elementos y, finalmente la elaboración de nuevos desarrollos donde no exista precedente. Como estrategia para desarrollar la tecnología puede considerarse asimilación tecnológica de tal manera que sea posible obtener un desarrollo propio.

Objetivos

Adaptación y generación de nuevos desarrollos, procedimientos, algoritmos y criterios tecnológicos de clase mundial para aplicación y apoyo en el proceso de la Administración de la Corrosión en ductos enterrados que incluyan diferentes ecosistemas (condiciones ambientales) que sean característicos del territorio nacional con las condiciones que rodean las estructuras de transporte de hidrocarburos. Será necesario incluir que la corrosión interna, externa y corrosión bajo esfuerzo son las principales amenazas en la Evaluación del Riesgo e Integridad en sistemas que incluyen derechos de vía multilínea.

Metas

Esta adaptación optimizará la asignación de recursos en las actividades de corrección, de mitigación y prevención de la corrosión de los ductos.

Se debe proporcionar a corto, mediano y largo plazo los medios y criterios para mejorar la seguridad de los sistemas de ductos en los segmentos que se encuentran en zonas de alta consecuencia. El objetivo final es implementar el plan de la Administración de la Integridad en la red de ductos de Pemex Refinación con procedimientos, acciones y tecnologías de clase mundial.

Se debe desarrollar la propiedad intelectual y nuevos criterios y metodologías de clase internacional para eficientar y mejorar el sistema de distribución de Pemex-Refinación

Se debe incluir un plan de formación de capacidades para personal operativo y de mantenimiento en los 16 sectores de ductos de Pemex Refinación.

- Desarrollar al personal para que logre la calificación necesaria para ejercer las funciones relacionadas al mantenimiento del proceso de transporte por ducto tanto en actividades críticas/protegidas como en competencias transversales.
- Desarrollar el factor humano para que contribuya a una mejora del desempeño que de cómo resultado la reducción de la probabilidad y las consecuencias de los incidentes, asociados a las fallas en tareas de mantenimiento.
- Capacitar a los ingenieros y operarios en las actividades críticas/protegidas y las competencias transversales asociadas a la función de mantenimiento del transporte por ducto, incluyendo de manera preponderante las funciones de identificar y actuar frente a condiciones anormales de operación.

Entregables

- Desarrollo de algoritmos de análisis para cuantificación de índices de corrosión basados en:
 - Sistemas de condiciones de fluido/metal en corrosión interna,
 - Metal/recubrimiento/suelo en condiciones de protección catódica para la corrosión externa,
 - análisis de corrosión bajo esfuerzo.
- Desarrollo de algoritmos de análisis cualitativo y cuantitativo respecto de la influencia de la corrosión en el Riesgo.
- Procedimientos, criterios y algoritmos que permitan disponer de los criterios de la aplicación eficiente de las macrotecnologías y microtecnologías de control, monitoreo y seguimiento de corrosión y el análisis de los resultados de las tecnologías que han sido y que serán aplicadas en ductos de zonas de alta consecuencia y con diferentes índices de riesgo.
- Tecnología para estimación actual y futura de la corrosión interna y externa y análisis de corrosión bajo esfuerzo, con la integración de los criterios de las tecnologías indirectas y directas para un esquema de optimización de la Administración de la Corrosión en ductos enterrados en las condiciones específicas de ductos en México.
- Diagnóstico de la confiabilidad de los dispositivos y sistemas instalados para el control de la corrosión en la red de transporte por ducto.
- Capacitación de clase mundial internacional de competencias laborales a los ingenieros y operarios en tareas críticas/protegidas y transversales asociadas a las condiciones anormales de operación en los 16 Sectores de Ductos de Pemex Refinación.
- Programa de desarrollo profesional certificado por entidad reconocida internacionalmente (ISO, IEC, NACE, CeoCor, etc.) para los expertos profesionistas y técnicos a cargo del control de la corrosión de los ductos de Pemex.

Plazo de ejecución sugerido

Se contempla un periodo máximo de 3 años.

Aplicabilidad

La tecnología desarrollada sería utilizada para la integridad de los sistemas de transporte de Pemex Refinación para la evaluación de la corrosión integral como principal amenaza proporcionando:

- a) Criterios para la Evaluación Inicial de los Sistemas de Transporte de Pemex Refinación para la Aplicación de su Plan de Administración de la Integridad.
- b) Criterios de Evaluación de la Integridad Futura y Mejora Continua en los Sistemas de Transporte de Pemex Refinación.
- c) Criterios Internacionales para los Estándares de Administración de la Corrosión-Administración de la Integridad en PEMEX Refinación.

1. *En el esquema de la corrosión interna.*- Nuevos criterios de selección de las tecnologías que deben ser aplicadas para la obtención de datos que generen las mejores prácticas y criterios de control, mitigación y reparación de daños por corrosión interna. Asistir en los procedimientos aplicados en el monitoreo de la corrosión interna. Asistir en la definición de evaluación de corrosión para históricos y futuras. Asistir en criterios de control por diferentes métodos para la justificación del estudio y control de corrosión.

2. *En el esquema de la corrosión externa.* Mejoras y nuevos criterios en la aplicación de tecnologías indirectas para la evaluación de la protección contra la corrosión externa. Evaluación de los datos históricos de tecnologías aplicadas en los sistemas de transporte. Nuevas herramientas de análisis de datos históricos en los sistemas de transporte. Apoyo técnico y científico en criterios para derechos de vía complejos que interfieran en los sistemas de protección. Asistencia en los procedimientos para evaluar los sistemas de protección catódica.

3. *En el esquema de la corrosión bajo esfuerzo.* Asistencia técnica en los criterios de selección y aplicación de tecnologías indirectas para la evaluación de la corrosión bajo esfuerzo. Evaluación de los datos históricos de tecnologías aplicadas en los sistemas de transporte. Asistencia técnica en el análisis de datos históricos en los sistemas de transporte. Contribución en criterios para derechos de vía complejos que interfieran en los sistemas de protección. Contribución en los procedimientos para evaluar la corrosión bajo esfuerzo.

Reducción del contenido de Benceno en las corrientes de Reformado

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar un catalizador y un proceso de principio, mediante el cual se pueda realizar la eliminación selectiva del Benceno contenido en una corriente de gasolina reformada, en aproximadamente en un 80 % vol. En el balance global no debe haber pérdida de Barril Octano, ni tampoco reducción superior a una unidad de Índice de Octano ($IO = [RON + MON] / 2$). El proceso propuesto debe ser compatible con los esquemas de producción que tienen las refinerías de Pemex Refinación.

Antecedentes

El Benceno ha sido identificado como un compuesto tóxico y contaminante. Es considerado como un poderoso agente cancerígeno y se ha comprobado que se encuentra tanto en los gases de escape de los autos, como en los vapores de la gasolina. Debido a su alta toxicidad y a los bajos niveles para él establecidos, así como por sus excelentes propiedades antidetonantes (el Benceno tiene un Número de Octano Investigación de 110 unidades), la reducción del benceno en las gasolinas comerciales se ha convertido en un importante punto de análisis en la producción de las gasolinas reformuladas. Otro aspecto, por lo que la reducción del benceno tiene singular importancia, es que este compuesto se genera en los reactores de uno de los procesos básicos de la industria de la refinación: La Reformación Catalítica de Naftas (RC), proceso mediante el cual se genera una importante cantidad de Hidrógeno el cual es básico para la producción de los combustibles con Ultra Bajo contenido de Azufre. Actualmente el máximo contenido aceptable de Benceno en las gasolinas de las zonas Metropolitanas de nuestro país es de 1.0 % vol., contenido, que con dificultad, puede ser mantenido en las gasolinas formuladas por Pemex Refinación, sin embargo, se prevé que en un futuro (4 o 5 años) el contenido máximo de Benceno en las gasolinas se fijará en niveles del orden del 0.63 % vol., el cual no podrá ser mantenido con los esquemas actuales de producción que tiene Pemex Refinación, a menos que se acepte un incremento importante en los costos de producción de las gasolinas y un incremento en los niveles de importación de las mismas.

Descripción de la problemática tecnológica

Inicialmente, realizar una revisión bibliográfica sobre el Estado del Arte de los diversos procesos y estudios de investigación que se han desarrollado sobre el tema, concretamente en lo respectivo a la reducción del Benceno en la corriente de reformado, la cual es el principal aportador de Benceno en la formulación de las gasolinas comerciales.

El Catalizador desarrollado debe considerar lo siguiente:

Debe ser selectivo y debe utilizar para la reacción de reducción del benceno una corriente disponible en la refinería, además que no debe generar una disminución del Barril-Octano en el balance global del proceso, por lo que la Hidrogenación directa no es aceptable.

El proceso utilizado debe ser de preferencia de cama fija, no es recomendable utilizar lechos fluidizados y ebulliciones.

Debe de tener una estabilidad razonable (al menos un año de operación) y minimizar el consumo de Hidrógeno, además debe tener tolerancia a los componentes y/o contaminantes presentes en una Gasolina Reformada de 94 Octanos de RON o más.

El Reformado con bajo contenido de Benceno no debe presentar ningún parámetro fuera de la especificación señalada en las Gasolinas de Ultra Bajo contenido de Azufre formuladas por Pemex Refinación. Se deberá respetar estrictamente la especificación de las Gasolinas UBA.

Las condiciones de operación para las pruebas de desempeño de los catalizadores serán las que indique la institución que formuló el catalizador, se requiere presentar, al menos, un diagrama conceptual de la unidad requerida y de las condiciones de operación necesarias para la correcta operación del catalizador

Las cargas de referencia para las pruebas de desempeño de los catalizadores serán gasolinas reformadas con 96 octanos de RON, el contenido de Benceno será del orden de 4 a 5 % vol. Muy probablemente la carga de referencia será de la Refinería "Ing. Antonio M. Amor" 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 a lo largo del proyecto, dado que se requiere un catalizador adecuado al requerimiento).

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.
- Maquila del catalizador (el desarrollador debe considerar que Pemex Refinación requiere cantidades suficientes del catalizador obtenido para cargar los reactores industriales, por lo cual deberá tomar en cuenta una posible alianza con una empresa maquiladora para su fabricación).
- Cargado del reactor, activación, pruebas y monitoreo durante el arranque de la planta piloto y una potencial planta industrial.

Objetivos

1. Desarrollar un catalizador y un proceso de principio, mediante el cual se pueda realizar la eliminación selectiva del Benceno contenido en una corriente de gasolina reformada, en aproximadamente un 80 % vol. En el balance global no debe haber una pérdida de Barril Octano, ni tampoco una reducción superior a una unidad de Índice de Octano ($IO = [RON + MON] /$
2. El proceso propuesto debe ser compatible con los esquemas de producción que tienen las refinerías de Pemex Refinación. El producto no debe generar contaminantes que afecten la calidad y especificación de la corriente global de Reformado.

Metas

1. Reducir contenido del Benceno sin disminuir el Barril-Octano de una corriente de reformado de alto octano.
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 (a nivel planta piloto) 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 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
 - g) 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 aditivo, hacer pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes correspondientes y realizar la prueba de planta piloto.

Se debe considerar que realizar pruebas a nivel planta piloto toma 1.5 años aproximadamente.

Desarrollo de aditivos inhibidores de corrosión para poliductos

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar mejores inhibidores que permitan controlar los problemas de corrosión uniforme y localizada que se presentan en el interior de ductos que transportan combustibles (poliductos). Los inhibidores desarrollados no deben generar problemas de emulsión, espumación o ensuciamiento, antagonismo con otros aditivos y deberán cumplir con los criterios establecidos en la norma NRF-005-PEMEX-2009.

Antecedentes

Debido a las características del terreno en que se instalan los ductos que transportan combustibles, así como el tipo de fluidos que se manejan, es necesario proteger los materiales de construcción de los ductos, tanto por las superficies externas como por las internas. Con respecto a la corrosión interna, esta es generalmente provocada por los contaminantes presentes en los combustibles, tales como compuestos de azufres reactivos y no reactivos, agua, ácidos orgánicos, compuestos orgánicos pesados y sales inorgánicas. Las formas comunes de mitigar los daños incluyen la limpieza mecánica y el uso de inhibidores de corrosión.

El principal tipo de corrosión que se presenta en los poliductos (ductos que transportan combustibles) de PEMEX es la corrosión uniforme y localizada, observándose como productos de corrosión sulfuros y óxidos de hierro. La principal forma alotrópica de los óxidos de hierro es la hematita, mientras que para el caso de los sulfuros se tiene a la pirita.

Por otra parte a nivel mundial, y con el fin de controlar los problemas de corrosión interna que se presentan en poliductos, se han utilizado principalmente inhibidores base diácidos carboxílicos, e imidazolinas cuaternizadas con ácidos carboxílicos, los cuales tienen la peculiaridad de funcionar adecuadamente en ambientes donde el principal producto de corrosión son óxidos de hierro, mientras que en ambientes donde se tiene la presencia de sulfuros no se tienen buenos resultados a bajas dosificaciones. La forma de mitigar este problema ha sido la de preparar paquetes de inhibidores de corrosión donde se incluyen compuestos del tipo amina. Sin embargo, se tiene el inconveniente que en muchas ocasiones el balance establecido en el paquete de inhibidores no es el adecuado para controlar el problema de corrosión a bajas dosificaciones en una amplia gama de poliductos. Así mismo, el establecimiento de criterios ambientales estrictos que regulan la aplicación de inhibidores, ha traído como consecuencia que varios tipos de químicos que se utilizaban como base para producir inhibidores de corrosión, dejen de utilizarse por no cumplir con criterios ambientales establecidos a nivel mundial.

Aunado a esto, en Pemex Refinación se tienen poliductos playeros, en donde se ha detectado la presencia de altas cantidades de agua y sales inorgánicas que generan corrosión bajo depósito.

Ante los hechos mencionados, es necesario que se desarrollen nuevos inhibidores que controlen de forma eficiente problemas de corrosión que se presentan en poliductos, que sean amigables con el ambiente y que técnica y económicamente sean viables para Pemex Refinación.

Descripción de la problemática tecnológica

Se espera que con este nuevo aditivo inhibidor se pueda controlar a concentraciones menores a 5 ppm los problemas de corrosión uniforme que se presentan en poliductos que transportan combustibles. Así mismo, se espera que la aplicación de este nuevo inhibidor en poliductos playeros permita controlar los problemas de corrosión uniforme y localizada que se presenta en estos y se demuestre que el inhibidor funcione en condiciones de alta turbulencia. La velocidad de corrosión uniforme máxima, medida en los testigos gravimétricos colocados en puntos críticos, deberá ser de 0,05 mm/año (2,00 mpa) y no deberá existir la presencia de ningún tipo de picadura. La estrategia que se propone para desarrollar los nuevos inhibidores de corrosión se describe a continuación:

Inicialmente, se deberá realizar una revisión bibliográfica sobre el “Estado del Arte” de los inhibidores de corrosión aplicados en ductos que transportan combustibles (artículos, patentes, desarrollos industriales, etc.).

El inhibidor a desarrollar deberá considerar lo siguiente:

- Una molécula de diseño innovador que permita controlar simultáneamente problemas de corrosión uniforme y localizada así como los problemas de corrosión que se presentan en poliductos de Pemex-Refinación. No se aceptaran inhibidores producto de la combinación de básicos disponibles en el mercado.
- Cumplir con las propiedades y requisitos establecidos en la norma NRF-005-PEMEX-2009 para inhibidores de corrosión.
- Una caracterización espectroscópica, cromatográfica y termogravimétrica a través de técnicas de vanguardia (Resonancia Magnética Nuclear de Líquidos, termogravimetría diferencial de barrido, cromatografía de gases, etc.).
- Ser soluble tanto en hidrocarburo como en medios acuosos con alta cantidad de sales inorgánicas disueltas.
- No generar contaminantes que afecten la calidad de los combustibles.
- Tener un contenido de nitrógeno menor a 4.6%.

Las condiciones de evaluación para las pruebas de desempeño de los inhibidores de corrosión, serán las establecidas en la norma NRF-005-PEMEX-2009, así como adicionales que pueda solicitar Pemex Refinación.

La agresividad de los fluidos (combustibles, salmuera, etc) que se utilizaran en las pruebas de desempeño y compatibilidad del inhibidor de corrosión debe ser conforme a la norma NRF-005-PEMEX-2009 y representará los casos en donde se garantice un medio altamente corrosivo, así como garantizar la prueba de compatibilidad con otros inhibidores en uso.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

Investigación básica, desarrollo de producto y validación. Dentro de la etapa de desarrollo de producto deberá considerar el escalamiento a nivel planta piloto de la síntesis del básico con propiedades inhibitorias de la corrosión y demostrar que cumple con los requisitos establecidos en la norma NRF-005-PEMEX-2009. Así mismo, dentro de la etapa de validación deberá considerarse el escalamiento de la síntesis del básico a nivel industrial y deberá efectuarse una prueba de desempeño en dos poliductos seleccionado por Pemex-Refinación (las condiciones de la prueba industrial están definidas en la norma NRF-005-PEMEX-2009, cuando el proyecto alcance la etapa de validación).

Los programas de actividades de cada una de las etapas deberán estar avalados por Pemex Refinación y/o un tercero independiente.

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.

Objetivos

Contar con un inhibidor, probado a nivel industrial, que a concentraciones menores a 5 ppm permita controlar simultáneamente problemas de corrosión uniforme y localizada, que se presentan en poliductos que transportan hidrocarburos y que cumpla con los criterios establecidos en la norma NRF-005-PEMEX-2009. El inhibidor no debe generar problemas de emulsión, espumación o ensuciamiento, antagonismo con otros aditivos ni afectar la calidad de la especificación de los combustibles y debe ser utilizado para controlar los problemas de corrosión que se tienen en poliductos playeros y debe cumplir con los criterios ambientales establecidos a nivel mundial para este tipo de productos.

Metas

6. Reducir costos de operación.
7. Incrementar la confiabilidad de los poliductos para poder entregar productos con oportunidad y calidad.
8. Generar al menos una patente internacional.
9. Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento generado.
10. Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (corrosión, ciencias de materiales, termodinámica, ingeniería de procesos, diseño molecular, síntesis química).

Entregables

- Un inhibidor de corrosión (a nivel industrial) que deberá cumplir con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas, conforme a la NRF-005-PEMEX-2009.
- El Sujeto de apoyo deberá entregar el inhibidor de corrosión después de realizar la prueba industrial que sea considerada como exitosa.
- La solicitud de registro de la(s) patente(s) que resulten del proyecto de investigación; y en las cuales se mencione el apoyo recibido por parte de la 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
 - g) Perspectivas del proyecto.
- Manuales de usuario y los procedimientos del manejo y aplicación del inhibidor.

Plazo de ejecución sugerido

Se contempla un periodo de 3 años para tener un inhibidor de corrosión, incluyendo la etapa de evaluación a escala industrial.

Aplicabilidad

El inhibidor desarrollado sería utilizado en toda la red de ductos de Pemex Refinación que transportan combustibles.

1. Licitación nacionalmente la maquila del inhibidor para realizar posteriormente la prueba industrial en una unidad a definir por Pemex Refinación.
3. La prueba industrial deberá regirse por la norma NRF-005-PEMEX-2009 y procedimientos aplicables de Pemex Refinación.
4. La adquisición del inhibidor y su aplicación en los ductos se hará mediante lo indicado por las leyes de adquisición vigentes aplicables a Pemex Refinación.
5. El desarrollador deberá coordinar y contar con personal especialista durante todas las etapas de pruebas, desde nivel laboratorio hasta industrial, así como participar en todas las etapas para lograr la implementación.

Desarrollo de aditivos inhibidores de corrosión para oleoductos

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar inhibidores de corrosión que permitan controlar los problemas de corrosión uniforme y localizada que se presentan en el interior de los oleoductos de la red de transporte de hidrocarburos. Los inhibidores desarrollados no deberán generar problemas de emulsión, espumación o ensuciamiento, antagonismo con otros aditivos y deberán cumplir con los criterios establecidos en la norma NRF-005-PEMEX-2009.

Antecedentes

Actualmente el principal tipo de corrosión interna que se presenta en los oleoductos de Pemex Refinación que transportan hidrocarburos es del tipo uniforme y localizada. Este tipo de corrosión es controlada actualmente a través de corridas de limpieza interior y la aplicación de inhibidores de tipo fílmicos, los cuales tienen la característica de ser compuestos anfifílicos y de formar una película protectora, que impide que los contaminantes agresivos entren en contacto con la superficie metálica y con ello se logre controlar el proceso electroquímico que genera la corrosión.

Sin embargo, a partir del incremento en la producción de aceites crudos pesados se ha detectado en el hidrocarburo transportado un incremento significativo de contaminantes agresivos tales como asfáltenos, parafinas, sales inorgánicas y agua; lo cual ha traído como consecuencia que actualmente se presente problemas de corrosión de tipo localizada y que en un futuro cercano la problemática se torne compleja para Pemex Refinación. Aunado a esto, el establecimiento de criterios ambientales estrictos que regulan la aplicación de inhibidores de corrosión, ha traído como consecuencia que varias familias de productos químicos que se utilizaban como inhibidores dejen de producirse a escala industrial por no cumplir con criterios ambientales establecidos a nivel mundial.

Ante los hechos mencionados, es necesario desarrollar nuevos inhibidores de corrosión que controlen de forma eficiente problemas de corrosión uniforme y localizada, que no generen problemas de emulsión, que sean amigables con el ambiente y que técnica y económicamente sean viables para Pemex Refinación.

Descripción de la problemática

Por la misma naturaleza de los procesos de explotación y el incremento en la producción de crudos pesados se tiene la tendencia a nivel nacional de que se incremente en el hidrocarburo la cantidad de contaminantes agresivos que ocasionan problemas de corrosión localizada. Con este nuevo aditivo inhibidor de corrosión se pretende controlar en campo a concentraciones máximas de 5 ppm los problemas de corrosión uniforme y localizada que se presentan en los oleoductos que transportan hidrocarburos y se demuestre que el inhibidor funcione en condiciones de alta turbulencia. La velocidad de corrosión uniforme máxima, medida en los testigos gravimétricos colocados en puntos críticos, deberá ser de 0,05 mm/año (2,00 mpa) y no deberá existir la presencia de ningún tipo de picadura. Así mismo, el producto desarrollado no deberá generar problemas de emulsión, espumación o ensuciamiento, antagonismo con otros aditivos y deberá cumplir con los criterios ambientales establecidos a nivel mundial para este tipo de productos. La estrategia que se propone para desarrollar los nuevos inhibidores de corrosión se describe a continuación:

Inicialmente, se deberá realizar una revisión bibliográfica sobre el “Estado del Arte” de los inhibidores de corrosión aplicados en ductos que transportan hidrocarburos (artículos, patentes, desarrollos industriales, etc.).

El inhibidor a desarrollar deberá considerar lo siguiente:

- Una molécula de diseño innovador que permita controlar simultáneamente problemas de corrosión uniforme y localizada. No se aceptaran inhibidores producto de la combinación de básicos disponibles en el mercado.
- Cumplir con las propiedades y requisitos establecidos en la norma NRF-005-PEMEX-2009 para inhibidores de corrosión.
- Una caracterización espectroscópica, cromatográfica y termogravimétrica a través de técnicas de vanguardia (Resonancia Magnética Nuclear de Líquidos, termogravimetría diferencial de barrido, cromatografía de gases, etc.).
- Ser soluble tanto en hidrocarburo como en medios acuosos con alta cantidad de sales inorgánicas disueltas.
- No generar o contribuir a que se generen contaminantes que afecten la calidad del hidrocarburo.
- Tener un contenido de nitrógeno menor a 4.6%.

Las condiciones de evaluación para las pruebas de desempeño de los inhibidores de corrosión, serán las establecidas en la norma NRF-005-PEMEX-2009, así como adicionales que pueda solicitar Pemex Refinación.

La agresividad de los fluidos (hidrocarburo, salmuera, etc) que se utilizaran en las pruebas de desempeño y compatibilidad del inhibidor de corrosión debe ser conforme a la norma NRF-005-PEMEX-2009 y representará los casos en donde se garantice un medio altamente corrosivo, así como garantizar la prueba de compatibilidad con otros inhibidores en uso.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

Investigación básica, desarrollo de producto y validación. Dentro de la etapa de desarrollo de producto deberá considerar el escalamiento a nivel planta piloto de la síntesis del básico con propiedades inhibitorias de la corrosión y demostrar que cumple con los requisitos establecidos en la norma NRF-005-PEMEX-2009. Así mismo, dentro de la etapa de validación deberá considerarse el escalamiento de la síntesis del básico a nivel industrial y deberá efectuarse una prueba de desempeño en al menos dos oleoducto seleccionados por Pemex-Refinación (las condiciones de la prueba industrial están definidas en la norma NRF-005-PEMEX-2009, cuando el proyecto alcance la etapa de validación).

Los programas de actividades de cada una de las etapas deberán estar avalados por Pemex Refinación y/o un tercero independiente.

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.

Objetivo

Contar con un inhibidor, probado a nivel industrial, que a concentraciones menores a 5 ppm permita controlar simultáneamente problemas de corrosión uniforme y localizada que se presentan en oleoductos que transportan hidrocarburos y que cumpla con los criterios establecidos en la norma NRF-005-PEMEX-2009. El inhibidor no debe generar problemas de emulsión, espumación o ensuciamiento, antagonismo con otros aditivos y se demuestre que el inhibidor funcione en condiciones de alta turbulencia, debe cumplir con los criterios ambientales establecidos a nivel mundial para este tipo de productos.

Metas

11. Reducir costos de operación.
12. Incrementar la confiabilidad de los oleoductos para poder entregar productos con oportunidad y calidad.
13. Generar al menos una patente internacional.
14. Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento generado.
15. Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (corrosión, ciencias de materiales, termodinámica, ingeniería de procesos, diseño molecular, síntesis química).

Entregables

- Un inhibidor de corrosión que a nivel industrial deberá cumplir con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas, conforme a la NRF-005-PEMEX-2009.
- El Sujeto de apoyo deberá entregar el inhibidor de corrosión después de realizar la prueba industrial que sea considerada como exitosa.
- La solicitud de registro de la(s) patente(s) que resulten del proyecto de investigación; y en las cuales se mencione el apoyo recibido por parte de la 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 y los procedimientos del manejo y aplicación del inhibidor.

Tiempo esperado de ejecución

Se contempla un periodo de 3 años para tener un inhibidor de corrosión, incluyendo la etapa de evaluación a escala industrial.

Aplicabilidad

El inhibidor desarrollado sería utilizado en toda la red de oleoductos de Pemex Refinación que transportan hidrocarburos.

1. Licitación nacionalmente la maquila del inhibidor para realizar posteriormente la prueba industrial en una unidad a definir por Pemex Refinación.
2. La prueba industrial deberá regirse por la norma NRF-005-PEMEX-2009 y procedimientos aplicables de Pemex Refinación.
3. La adquisición del inhibidor y su aplicación en los oleoductos se hará mediante lo indicado por las leyes de adquisición vigentes aplicables a Pemex Refinación.
4. El desarrollador deberá coordinar y contar con personal especialista durante todas las etapas de pruebas, desde nivel laboratorio hasta industrial, así como participar en todas las etapas para lograr la implementación.

Sistema para la detección de fugas y tomas clandestinas en ductos de transporte de gas y líquidos

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollo tecnológico (prototipo) de un sistema de tipo no-intrusivo, para detección continua y localización por posicionamiento geográfico, de fugas y tomas clandestinas en ductos de gas y líquidos, con integración a las consolas de operación del Sistema SCADA.

Adicionalmente, para los ductos que transportan gas natural, el sistema debe tener la capacidad de medir la temperatura del fluido transportado. Esta medición se deberá realizar también de manera externa, a través de la pared del ducto, sin introducir sensores al interior del mismo (esquema no-intrusivo).

Una vez probado su funcionamiento a nivel laboratorio y en el ducto de prueba que el Organismo seleccione, se deberá considerar, mediante un proyecto subsecuente, su aplicación industrial para cubrir la totalidad de ductos de transporte de Pemex.

Antecedentes

Petróleos Mexicanos reporta anualmente, pérdidas económicas en su Sistema de transporte por Ductos debido a la extracción de Hidrocarburos, que además, de afectar económicamente a la empresa, pone en riesgo a la población establecida en las cercanías donde se llevan a cabo estas prácticas ilícitas.

Actualmente Pemex Gas instala medidores de flujo portátiles en tramos de tubería de diversos kilometrajes, para detectar mediante diferencial de flujo, fugas y tomas clandestinas en la sección que se monitorea, aprovechando la comunicación de los medidores con el sistema SCADA.

Cabe mencionar también que representa un gran reto operativo para Pemex Gas hoy en día, el detectar anomalías en zonas pobladas que están asentadas sobre el Derecho De Vía (DDV) ya que las diversas tecnologías empleadas hasta el momento no ofrecen esa posibilidad.

Por otro lado, los organismos que no cuentan con Sistema SCADA recurren a la contratación del servicio especializado para la inspección eventual (terrestre y aérea) del DDV de ductos.

Descripción de la problemática

Las actividades se deben iniciar, haciendo una investigación sobre el estado del arte o vanguardia en cuanto a tecnologías relacionadas con la detección de fugas y tomas clandestinas, sean éstas comerciales o innovadoras. Por lo mismo, la búsqueda en el mercado tecnológico, no se limitaría a patentes, sino también debe abarcar publicaciones de los diversos estudios sobre el tema, tesis de doctorado, maestría o incluso a nivel de licenciatura.

En el caso de seleccionar una tecnología ya probada o utilizada, se manejará el concepto de asimilación, para ajustar dicha tecnología y de este modo, atender las necesidades o problemáticas específicas de la línea de negocio de transporte por ductos, plasmadas en la presente demanda específica.

El sistema propuesto deberá tener la capacidad para detectar fugas y tomas clandestinas en zonas pobladas que estén ubicadas sobre el derecho de vía (DDV), situación que actualmente, representa un reto operativo para Pemex Gas y que seguramente también representará un reto tecnológico para la investigación misma. La solución a estas condicionantes y las planteadas en el apartado de “demanda específica” (no-intrusivo y su integración al Sistema SCADA), serán determinantes y descartarán muchas de las tecnologías que se pudieran proponer.

Se requiere que la institución que lleve a cabo la labor de investigación, efectúe las pruebas a nivel laboratorio o a una escala mayor donde se repliquen las condiciones de operación de los fluidos en la sección o sistema de prueba.

Las pruebas finales en campo se llevarán a cabo en la sección (tramo de tubería) de ductos previamente seleccionada, bajo la supervisión y acompañamiento de personal operativo de ductos y del Sistema de control SCADA.

Como parte final de las pruebas, se deberá incluir actividades para la integración de señales (comunicación), al Sistema SCADA para su visualización en las consolas ubicadas en los cuartos de control de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Objetivo

Contar con un sistema prototipo para detectar de manera continua, desde las consolas de los operadores del Sistema SCADA, cualquier cambio que denote anomalía en la operación de transporte de gas y líquidos por ductos (líquido saliendo de su trayectoria normal por fuga o desvío de producto, movimiento de tierra o simplemente golpes sobre la tubería).

Cabe hacer mención que ya existe en Pemex Gas, para el caso de Gas Licuado (GLP) un sistema de monitoreo continuo, con el que se puede conocer de forma inmediata (tiempo real), fugas y tomas clandestinas en los ductos de transporte de este producto. Se está trabajando para tener una mayor precisión en la medición y en la localización geográfica de la anomalía detectada.

Las características mínimas que se solicitan del sistema son las siguientes:

- Instalación fija del tipo no-intrusivo (que no requiera poner fuera de operación secciones de tubería).
- Integración al Sistema de Monitoreo SCADA para contar con un proceso continuo y a tiempo real.
- Cubrir largas distancias del sistema en su configuración básica (prototipo).
- Medición de temperatura del tipo no-intrusivo para no interferir en las operaciones eventuales de revisión a la integridad de los ductos.

Entregables

Tecnología (prototipo) para detectar fugas y tomas clandestinas en ductos de gas y líquidos en Pemex Gas.

Registro de la(s) patente(s) que resulten de la investigación tecnológica (trámite).

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

- Las referencias bibliográficas encontradas en el mercado tecnológico, prácticas internacionales, estado del arte y tendencias de la tecnología.
- La ruta o panorama tecnológico, que permita identificar la evolución de las tecnologías, los factores impulsores de la misma y los factores críticos de éxito.
- Comentarios y observaciones realizadas entre los miembros del equipo de investigación durante el análisis de las alternativas encontradas.
- Resultados de las pruebas efectuadas a la tecnología a nivel laboratorio y las correspondientes a nivel campo, en caso de efectuarse éstas, de acuerdo al apartado “mecanismo para implementar la tecnología”.
- Viabilidad técnica y estimado de costos para llevar a cabo la implementación de la tecnología desarrollada a todo el sistema de ductos de gas y líquidos en Pemex Gas.

Tiempo esperado de ejecución

Se estima un tiempo de ejecución de 2 años máximo para la investigación, pruebas y desarrollo del prototipo solicitado en la presente demanda específica.

Aplicabilidad

El desarrollo tecnológico (prototipo) deberá ser aplicado en la sección de ductos que la Subdirección de Ductos de Pemex Gas, seleccione para su prueba. En caso de resultar exitoso este proyecto, se podrá extender (mediante un proyecto subsecuente), la aplicación a todo el sistema de transporte por ducto en el Organismo.

Modelado geoquímico de cuencas

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar y asimilar las capacidades para identificar y jerarquizar sistemas petroleros a partir del modelado geoquímico de cuencas sedimentarias.

Antecedentes

Los métodos geofísicos de superficie permiten visualizar estructuras en el subsuelo con las características necesarias para entrapar hidrocarburos; en algunos casos, incluso, pueden proveer indicadores de presencia de hidrocarburos. Sin embargo, en la mayoría de los casos, para establecer el contenido de hidrocarburos es necesario perforar. El modelado del sistema petrolero es una etapa esencial en la estimación del riesgo exploratorio previo a la perforación, ya que ayuda a predecir con mayor probabilidad si las trampas son propensas a contener hidrocarburos y las propiedades físico-químicas de los productos a descubrir.

En México, el modelado del sistema petrolero se inició en los años 80 de manera manual, sin embargo, en los últimos 20 años en el mundo se ha desarrollado software cada vez más sofisticado que permite disminuir las incertidumbres sobre la presencia de hidrocarburos y, además, contribuye a predecir el tipo de hidrocarburos a localizar y calcular el volumen a descubrir, entre otras cosas.

Descripción de la problemática tecnológica

El modelado del sistema petrolero consiste en la reconstrucción de la historia geológica de una cuenca petrolífera partiendo de la integración de la información geológico-geofísica relacionada a las rocas generadora y almacenadora, así como de la trampa y sello. Esta información es integrada en un simulador numérico donde se determinan los procesos de generación, migración, entrapamiento y preservación de los hidrocarburos en tiempo y espacio. Igualmente, contribuye a predecir el tipo de hidrocarburos presentes en una estructura geológica, lo que permite jerarquizar las áreas en función de su valor comercial y optimizar los procesos de evaluación de potencial e incorporación de reservas.

Objetivos

Modelar numéricamente los procesos y elementos del sistema petrolero de las cuencas prioritarias a ser exploradas, para jerarquizarlas y recomendar estrategias que enfoquen la exploración hacia áreas de menor riesgo geológico.

Metas

El modelado del sistema petrolero permitirá simular la evolución geológica en tiempo y espacio de los procesos de generación-migración y acumulación de hidrocarburos que permitan jerarquizar las áreas con mayor potencial petrolífero para contribuir a optimizar el proceso exploratorio, ampliar el conocimiento geológico de las cuencas mexicanas y asimilar las tecnologías de modelado geoquímico.

Lo anterior podría contribuir a incrementar la cartera de oportunidades exploratorias y documentar las mejores como localizaciones exploratorias prioritarias para proponer una estrategia exploratoria en el área en estudio. Por ejemplo, el modelado de la Cuenca del Golfo de México Profundo permitiría identificar nuevas oportunidades exploratorias, lo que significaría un aumento de los recursos prospectivos documentados de cerca de 57 mmbpce por oportunidad.

Entregables

- Modelos del sistema petrolero en 2D y 3D del área en estudio y jerarquización de áreas y prospectos con mayor interés prospectivo.
- Manual de procedimientos del modelado
- Informe final que incluya informe de pruebas, calibraciones y ajustes
- Personal de PEP capacitado en modelado del sistema petrolero

Plazo de ejecución sugerido

Se estima que el tiempo necesario para la ejecución del proyecto sea de 2 años.

Aplicabilidad

En proyectos de inversión de PEP, como:

- Marina Noreste: Campeche Oriente
- Marina Suroeste: Campeche Poniente, Coatzacoalcos, Litoral de Tabasco Marino, Golfo de México B
- Norte: Área Perdido, Golfo de México Sur, Burgos, Veracruz, Aceite Terciario del Golfo, Lankahuasa.
- Sur: Julivá-Comalcalco, Litoral de Tabasco Mesozoico, Cuichapa, Macuspana, Malpaso, Reforma, Simojovel

Metodologías y herramientas de caracterización de yacimientos naturalmente fracturados y areno-arcillosos, altamente heterogéneos con difusión lenta

Breve descripción de la demanda específica

Mejorar la caracterización tanto estática como dinámica de yacimientos altamente heterogéneos utilizando métodos y técnicas que utilicen el concepto de geometría fractal, con el fin de desarrollar modelos que representen con mayor precisión sus propiedades.

Antecedentes

Uno de los desafíos más importantes que se tienen durante la explotación de los hidrocarburos, es lograr una descripción de los yacimientos que los contienen que sea acorde con el comportamiento dinámico de los mismos. La determinación precisa de la geometría del yacimiento, incluyendo la distribución y caracterización de fracturas en yacimientos naturalmente fracturados, y la distribución de facies en yacimientos areno-arcillosos, así como el efecto de estas distribuciones en propiedades como son, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, entre otras, son elementos fundamentales para establecer las estrategias de delimitación, desarrollo y explotación de un campo.

Hoy en día, internacionalmente se emplean diversas metodologías y técnicas para inferir distribuciones de propiedades petrofísicas, como la porosidad para obtener una caracterización estática, por lo que es deseable contar con herramientas propias que permitan obtener estas distribuciones. Para obtener las distribuciones mencionadas es necesario obtener parámetros fractales del análisis de registros geofísicos, así como de imágenes de núcleos y afloramientos, para lo cual es necesario evaluar medidas como variograma, rango escalado, y análisis espectral. Uno de los objetivos de este proyecto es obtener herramientas que permitan generar los parámetros fractales utilizando estas técnicas.

Descripción de la problemática tecnológica

Se requiere desarrollar metodologías y herramientas que contemplen el uso del concepto de geometría fractal para la caracterización completa, tanto estática como dinámica, de yacimientos areno-arcillosos y yacimientos naturalmente fracturados, altamente heterogéneos y anisotrópicos, siguiendo el siguiente procedimiento propuesto:

- Implementar herramientas de análisis de comportamiento fractal, así como de obtención de parámetros fractales asociados a las distribuciones de fracturas y rasgos de yacimientos areno-arcillosos como laminaciones, usando información de diferentes registros geofísicos.
- Implementar herramientas de cálculo de parámetros fractales a partir de información de núcleos y afloramientos con métodos de conteo de cajas, en diferentes direcciones y en una ó más dimensiones.
- Realizar la distribución espacial de las propiedades de roca y fluidos en cada unidad utilizando el concepto de geometría fractal y multifractal. Ejemplificar este paso para un yacimiento naturalmente fracturado y para un yacimiento areno-arcilloso altamente estratificado.
- Implementar herramientas de cálculo para obtener parámetros fractales de datos de pruebas de variación de presión y datos de producción, incluyendo el ajuste automático de esta información.
- Desarrollar métodos de análisis de datos de pruebas de trazadores en yacimientos con geometría fractal.
- Usando parámetros fractales, desarrollar técnicas para escalar las distribuciones de propiedades petrofísicas a un sistema de mallas numéricas.

Objetivos

Desarrollo de nuevas metodologías y herramientas de caracterización de yacimientos naturalmente fracturados y areno-arcillosos, altamente heterogéneos y anisotrópicos, utilizando el concepto de geometría fractal.

Metas

- Reducción de los costos de desarrollo de los campos, y optimizar la perforación y terminación de los pozos
- Contar con una mejor caracterización de yacimientos complejos que permitirá seleccionar las mejores localizaciones para los pozos, lo cual es un factor clave para el cumplimiento de las metas estratégicas de la empresa
- Contribuir al incremento del factor de recuperación final y producción de los campos, mediante un mayor entendimiento del subsuelo para establecer mejores estrategias de explotación y desarrollo

Entregables

- Informe detallado de la metodología y las herramientas de cálculo usadas para caracterizar yacimientos de hidrocarburos utilizando el concepto de geometría fractal
- Código de las herramientas de cálculo, así como manual de usuario

Plazo de ejecución sugerido

El tiempo esperado para el desarrollo y prueba de la tecnología es de uno a dos años.

Aplicabilidad

Se aplicará en todos los campos de hidrocarburos areno-arcillosos y naturalmente fracturados que sean altamente heterogéneos.

Análisis y compatibilidad entre los crudos utilizados como carga a Refinerías

Breve descripción de la demanda específica

Efectuar análisis de Laboratorio tipo Assays y compatibilidad de los crudos que actualmente son enviados como mezcla de crudos a las diferentes Refinerías del SNR, considerando la adición de pentanos máxima permitida a dichas mezclas.

Esto permitirá disponer de las mezclas óptimas de petróleo crudo con las especificaciones que sirvieron de base para el diseño de las Refinerías, así también para conocer las afectaciones por compuestos contaminantes corrosivos que contenga el petróleo crudo entregado por PEP para ser procesado en las refinerías del SNR.

Antecedentes

Actualmente se reciben en los crudos que se programan a Refinerías del SNR, mezclas de diferentes tipos de crudo los cuales si no son compatibles, producirán como efecto un marcado depósito de sedimentos sobre el principal equipo de bombeo y almacenamiento, principalmente con crudos muy pesados como el KU-MA-ZAB o el Altamira, que contienen altas cantidades de asfaltenos y otras sales.

Las mezclas de petróleo crudo que se recibe en refinerías, contiene contaminantes corrosivos, los cuales, aunque se analizan en el Sector de Nuevo Teapa de PEP, que es desde donde se distribuye el petróleo crudo al SNR, cuando se presentan volúmenes altos de algún compuesto contaminante, éste afectará durante su paso por los ductos hasta llegar a los tanques de almacenamiento y las instalaciones de las Refinerías.

Descripción de la problemática

Debido a las diferentes mezclas de crudo que actualmente se realizan con hidrocarburos muy pesados como el KMZ y otros de similar gravedad con crudos ligeros y superligeros, existe la posibilidad de generar incompatibilidad entre algunos crudos que se traduciría en precipitación de asfaltenos y sólidos, por lo que se requiere para un tipo de mezcla posible, determinar con precisión cuales serían las mezclas más convenientes para PEMEX y cuales producirían afectaciones a las instalaciones Industriales.

Objetivos

1. Determinar mediante estudios experimentales de laboratorio (tipo Assays) las mezclas de crudos (pesadas y ligeras) más convenientes para PEMEX-REFINACION, considerando crudos súper pesados y que sean compatibles en su mezcla.
2. Se requiere que se adicione a la mezcla de crudo ligero, pentanos del centro Petroquímico Cangrejera de tal manera que con seguridad se pueda procesar la mezcla final en las plantas primarias del SNR..

Metas

Determinar las mezclas óptimas compatibles a procesar en el SNR, de acuerdo a la configuración de cada Refinería.

Determinar el efecto de las mezclas óptimas, considerando la adición de pentanos existentes en el CPQ Cangrejera de manera que el crudo resultante se pueda procesar en las plantas primarias de las Refinerías y se incremente con ello el Índice Operacional de las plantas Isomerizadoras de Pentanos para incrementar la Producción de gasolina de bajo azufre.

Determinar las especificaciones de calidad de las mezclas de petróleo crudo a transportar por los ductos y procesar en las Refinerías, estas deben tender a no ser corrosivas para proteger la integridad de los ductos, los tanques de almacenamiento y de las Refinerías, lo cual se logra si se respetan las especificaciones de calidad que sirvieron de base para el diseño.

Entregables

Entregar en Software y documento final, estudio de optimización de mezcla de crudos compatibles y de acuerdo a la infraestructura de cada Refinería del SNR. Informar el comportamiento de dichas mezclas al adicionarles pentanos del Complejo Petroquímico de Cangrejera.

Tiempo esperado de ejecución

Se contempla un periodo de 8 meses

Aplicabilidad

Se deberá cuantificar con precisión, la mezcla de crudo compatible con pentanos a bombear al SNR.

Mejora tecnológica de material adsorbente para deshidratación de gas húmedo dulce en plantas criogénicas

Breve descripción del proyecto

Las actividades se deben iniciar con una revisión bibliográfica sobre el estado del arte o vanguardia en cuanto al mercado tecnológico relacionado con el tema, así como revisar prácticas internacionales y tendencias de la tecnología (investigaciones específicas, estudios especializados, tesis de maestría o doctorados).

Evaluar las alternativas de las soluciones tecnológicas que se identifiquen y seleccionar la(s) más adecuada(s) para la reformulación y/o modificación del material desecante (desarrollo tecnológico), de manera que cumpla con las necesidades planteadas en la presente demanda específica.

Desarrollar o fabricar a nivel laboratorio, el nuevo material desecante que cumpla con los requerimientos planteados en el apartado “demanda específica”.

Con este material, se deberán realizar las pruebas a nivel laboratorio para determinar sus propiedades físico-químicas y los mecanismos de transferencia de masa entre el material desecante sólido y el agua contenida en el gas húmedo, así como también los mecanismos mediante los cuales se deteriora o se agota el material desecante.

Las instalaciones de prueba deben reproducir las condiciones operativas tanto del proceso de secado (adsorción), como del de regeneración (desorción) y serán de suma importancia las pruebas para determinar la durabilidad del material.

Por último, para estar en posibilidad de tener un proceso de mejora continua, el desarrollador deberá de llevar a cabo talleres para la administración y transferencia 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 tema del proyecto.

Objetivo

La investigación deberá enfocarse al desarrollo de una tecnología, mediante la cual se reformule o reestructure el material adsorbente (malla molecular) que se utiliza actualmente en el proceso para deshidratación de gas húmedo.

El material desecante debe cumplir, por un lado, con la capacidad de secado del gas en condiciones de una alimentación saturada y que produzca un punto de rocío a la salida de -150°F (-101°C), y por otro, con la extensión de su vida útil por un periodo adicional no menor a 3 años.

Así mismo, el costo de adquisición y operación deberá estar en el rango competitivo del mercado internacional de materiales adsorbentes para deshidratación del gas natural.

Entregables

1. Tecnología para la fabricación o reformulación del material para deshidratación de gas húmedo dulce.
2. Procedimiento para la fabricación a una escala mayor, del material adsorbente desarrollado.
3. Registro de la(s) patente(s) que resulten de la investigación tecnológica (trámite).
4. Estudio de viabilidad técnica y estimada de costos para llevar a cabo la fabricación del material desarrollado, a mayor escala para su aplicación industrial (perspectivas de éxito para un proyecto subsecuente).
5. Además de los reportes trimestrales de seguimiento al proyecto, descrito más adelante en el apartado de “Indicadores de seguimiento” el equipo de investigación elaborará informes técnicos, conteniendo de manera amplia y precisa:
 - Las técnicas de caracterización y evaluación de las propiedades del nuevo material desecante.
 - Resultados de las pruebas a nivel laboratorio, para definir la durabilidad del material y las correspondientes a una escala mayor si las hubiera.

Plazo de ejecución sugerido

Se estima un tiempo de ejecución de 2 años máximo para la investigación, pruebas y desarrollo de la tecnología solicitada para el proceso de deshidratado.

Aplicabilidad

El desarrollo tecnológico podrá ser aplicado en cualquier planta de recuperación de licuables en su sección de deshidratación de gas húmedo. Esta situación se dará mediante un proyecto subsecuente mediante el cual, el material deberá comprobar su desempeño en la planta que el Personal de la Subdirección de Producción de Pemex Gas designe, posteriormente se realizará la extensión a las otras plantas criogénicas del Organismo.

Desarrollo de aditivos para aumentar la lubricidad y la conductividad del Diesel UBA.

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar aditivos de lubricidad y de conductividad que cumplan con los requisitos de lubricidad de un máximo de huella de desgaste de 520 micrones en el espécimen de prueba, determinada con el método ASTM-D-6079 HFRR, de acuerdo con lo que marca la norma Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 y de conductividad de 25 pS/m mínimo según el método ASTM-D-2624, conforme a lo marcado en la especificación No. 323/2008 de PEMEX para Diesel con Ultra Bajo Azufre (15 ppm, masa/masa).

Antecedentes

Con el propósito de mejorar la calidad del aire se ha restringido a nivel mundial el contenido de azufre en los combustibles. La Environmental Protection Agency (EPA) de los Estados Unidos de América restringió desde 1993 el contenido de azufre a 0.05% peso máximo en los combustibles diesel.

Ante esta disminución de azufre, los fabricantes de equipo de inyección diesel manifestaron su preocupación por tal disposición, debido a que se tenían antecedentes de problemas de lubricidad en Suecia, cuando en ese país se limitó el contenido de azufre y aromáticos en el combustible diesel.

La Engine Manufacturers Association (EMA) de los Estados Unidos considera que los componentes del combustible diesel que le confieren lubricidad son los hidrocarburos más pesados y las moléculas polares. Actualmente el estándar ASTM-D-975 en sus especificaciones para diesel recomienda un valor de lubricidad menor de 520 micras de Diámetro de Huella de Desgaste (DHD) determinada con el método ASTM-D-6079 HFRR.

Con respecto a la conductividad, el diesel UBA entra en contacto con diferentes materiales durante su transporte y el movimiento relativo entre ellos genera electricidad estática en la interfase, la cual puede acumularse en el combustible, creando un peligro potencial, si no se disipa rápidamente. Al respecto, el American Petroleum Institute (API) definió como acumulador estático a aquellos líquidos con conductividad menor de 50 pS/m. Lo anterior debido a que la conductividad es tan baja que las cargas se mueve muy

lentamente a través del combustible y tarda varios minutos en llegar a la pared del contenedor conductor. A partir de Noviembre de 2008, el estándar ASTM-D-975 recomienda una conductividad mínima de 25 pS/m, determinada con el método ASTM-D-2624.

En México se aprobó la Norma Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, en la que se establece un programa para la comercialización de gasolinas y diesel de Ultra Bajo Azufre (UBA), así como sus respectivas especificaciones.

La lubricidad en el diesel UBA excede, por lo general, el máximo permitido de 520 micras de DHD, mientras que la conductividad se encuentra en el intervalo de 1.0 – 3.0 pS/m. Con estas características no se cumple con los requisitos establecidos tanto en la NOM-086, como en la especificación No. 323/2008 de Pemex – Diesel UBA. Para mejorar las propiedades antes mencionadas, la práctica más recurrente ha sido el empleo de aditivos.

Descripción de la problemática

Inicialmente, realizar una revisión bibliográfica (libros, artículos, patentes, etc.) sobre el Estado del Arte de los diversos procesos y estudios de investigación que se han realizado sobre el tema concreto de los parámetros de lubricidad y de conductividad en el Diesel UBA, ya que tanto la baja viscosidad como la disminución de los hidrocarburos más pesados y las moléculas polares, pueden reducir las propiedades lubricantes del combustible.

Los aditivos de conductividad y lubricidad desarrollados debe considerar lo siguiente:

- Deben ser selectivos y deben utilizarse para cumplir con los parámetros de lubricidad y conductividad especificados.
- Debe tener una estabilidad razonable (de al menos seis meses de operación).
- Debe comprobar que no presenta incompatibilidad con respecto a la tolerancia al agua tal y como lo mide el método ASTM-D-1094-00.
- El aditivo no deberá contener nada de metal, azufre o fósforo, es decir, todos sus componentes deben ser únicamente a base de Carbón (C), Hidrógeno (H) y Oxígeno (O).
- Las cargas de referencia para las pruebas de desempeño de los aditivos tendrán una lubricidad de 600 micras de DHD y la conductividad estará en el intervalo de 1.0 – 3.0 pS/m. La carga de referencia podrá ser de las Refinerías “Ing. Antonio M. Amor” o “Miguel Hidalgo” de PEMEX Refinación ubicadas en Salamanca, Gto. y Tula, Hgo., respectivamente.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

- - Investigación básica.
- - Desarrollo de los productos.
- - Validación y
- - Escalamiento a nivel planta piloto.
-

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 avance 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,
- d) Técnicas de caracterización y evaluación utilizadas,
- e) Conclusiones preliminares, g) bibliografía consultada y
- f) Perspectivas del proyecto.

En su momento, el investigador deberá encargarse de realizar las siguientes actividades:

1. Realización de pruebas de desempeño y escalamiento de los prototipos a nivel laboratorio y en planta piloto.
2. Fabricación de los aditivos de lubricidad y conductividad (el desarrollador debe considerar que PEMEX Refinación requiere cantidades suficientes de los aditivos obtenidos, por lo cual deberá tomar en cuenta una posible alianza con una empresa maquiladora que lo fabrique).
3. Pruebas de comportamiento en la Planta Piloto y su monitoreo, considerar una posible prueba industrial.

Objetivos

Desarrollar un aditivo para mejorar la lubricidad del PEMEX Diesel UBA que garantice los requisitos de lubricación de 520 micrones máximo con el método ASTM-D-6079 a 60 °C y un aditivo para la conductividad que garantice obtener 25 pS/m mínimo con el método ASTM-D-2624.

Los aditivos propuestos deben ser compatibles con los esquemas de producción que tienen las refinerías de PEMEX Refinación. Los productos no deben alterar la calidad ni la especificación del PEMEX Diesel UBA.

Metas

1. Desarrollar dos aditivos (uno de lubricidad y otro de conductividad) para el PEMEX Diesel UBA.
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 (productos químicos, tratamientos químicos, etc.)

Entregables

Un aditivo de lubricidad y un aditivo de conductividad (para probarlo a nivel planta piloto) que deberá cumplir con todos los requisitos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas. El Sujeto de apoyo deberá entregar los aditivos después de realizar pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes que sean pertinentes.

El registro de las patentes que resulten del proyecto de investigación.

Reportes parciales trimestrales para el seguimiento y evaluación del proyecto. Estos deben 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 de procedimientos de uso de los aditivos.

Plazo de ejecución sugerido

Se contempla un periodo de 3 años para tener un prototipo de aditivo, hacer pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes correspondientes y realizar la prueba de planta piloto.

Se debe considerar que realizar pruebas a nivel planta piloto toma 1.5 años aproximadamente.

Aplicabilidad

Los aditivos desarrollados serían utilizados en los tanques de almacenamiento de PEMEX Diesel. La nueva especificación de lubricidad y conductividad a requerir hará, muy probablemente, que el proceso se requiera en las 6 refinerías del SNR.

Tecnología para procesamiento de gas húmedo en yacimientos de aguas profundas

Breve descripción de la demanda específica

Asimilación de tecnología probada en el ámbito internacional, para el procesamiento y aprovechamiento integral de gas húmedo proveniente de yacimientos en aguas profundas, la cual considere instalaciones para:

- Endulzamiento de gas húmedo amargo y tratamiento de gas ácido.
- Recuperación de líquidos mediante proceso criogénico.
- Fraccionamiento y almacenamiento de líquidos (LPG y gasolina).
- Licuefacción y almacenamiento criogénico de gas seco (LNG).
- Sistema de descarga de productos (regasificación de LNG).
- Servicios auxiliares.

El alcance del proyecto debe considerar dos estrategias: proceso en sitio o transporte por ducto marino a tierra. Para el primer caso se debe realizar el diseño conceptual de cada una de las diferentes configuraciones de los procesos mencionados, dependiendo tanto del tipo de gas (amargo, dulce y seco), como de las instalaciones propuestas (estructuras soportadas o ancladas, sistemas flotantes o submarinos). Para el segundo caso, se debe considerar la cercanía del yacimiento con la costa continental. La selección final de la estrategia dependerá de los resultados de la evaluación del costo-beneficio.

Además del diseño conceptual para cada configuración, se solicita lo siguiente:

- Análisis de riesgo y seguridad operativa de los procesos involucrados,
- Manual con la filosofía de operación del sistema y su logística, desde la extracción del gas en el yacimiento, proceso y transporte de productos,
- Estudio de viabilidad técnico-económica que nos indique mediante análisis de sensibilidad, la base volumétrica y el precio de gas natural mínimos para obtener rentabilidad de la inversión.

Antecedentes

En los próximos años, Petróleos Mexicanos afrontará el desarrollo de yacimientos de crudo y gas en aguas profundas del Golfo de México. Esto obliga a que Pemex Gas prepare estrategias de proceso del gas húmedo que pudieran producir estos yacimientos y aprovechar el valor económico tanto del gas como de los líquidos. Por otro lado, la demanda de gas seco en México para el periodo 2009-2025, presenta escenarios con una TACC de 2.3% en cuanto al mercado nacional, mientras que para el mercado que abastece Pemex Gas se muestra un crecimiento de 1.4%, lo cual indica que en los próximos 15 años, este Organismo tendrá que buscar alternativas para atender el mercado de este energético, ya sea con producción nacional costa afuera o con importación de LNG de otros países.

Descripción de la problemática

Se debe iniciar con una investigación sobre el estado del arte de las diferentes tecnologías tanto comerciales, como las que representarían una innovación a nivel mundial. Por lo mismo, la búsqueda en el mercado tecnológico, no se limitaría a patentes, sino también debe abarcar publicaciones de los diversos estudios sobre el tema, tesis de doctorado, maestría o incluso a nivel de licenciatura.

Para el caso de la presente demanda específica se deberá seleccionar preferentemente una tecnología ya probada o utilizada con éxito. Esta tecnología deberá ASIMILARSE para ajustarla a las condiciones o configuraciones de procesos que se requieren para el procesamiento del gas húmedo, provenientes de yacimientos de aguas profundas. Los productos a obtener de estos procesos serán gas natural (gas seco), gas licuado de petróleo (GLP) y gasolinas.

Pemex Gas requiere contar con la alternativa de procesamiento de gas en aguas profundas para estar en condiciones de atender la creciente demanda de gas seco y gas licuado de petróleo. Esta alternativa, aún cuando le representará un reto operativo al Organismo, será necesario emprenderla para seguir siendo una empresa competitiva en el ámbito internacional.

El alcance del proyecto será obtener el diseño conceptual de cada una de las configuraciones necesarias para el procesamiento de gas húmedo amargo, húmedo dulce y gas seco, proponiendo para cada una de ellas el tipo de instalación requerida, ya sea para el procesamiento en sitio o para su transporte a tierra y procesarse en instalaciones convencionales. Lo anterior, cumpliendo con lo definido en el apartado de “demanda específica”.

Se deberá incluir además para cada configuración de procesos, el análisis de riesgo y seguridad operativa, la filosofía de operación y logística, así como el estudio de viabilidad técnico-económica que indique la posibilidad de éxito para continuar hacia su aplicación industrial.

En el apartado de “Aplicabilidad” se mencionan algunos descubrimientos exploratorios de gas asociado con crudo ligero y que de acuerdo a los criterios sobre valor económico, tamaño de recursos prospectivos, tipo de hidrocarburo, riesgo geológico, cercanía a instalaciones de Pemex así como las restricciones ambientales, son considerados por los especialistas de Pemex, como los más importantes yacimientos exploratorios que tiene el país en el tema de aguas profundas.

Objetivo

Contar con el diseño conceptual para cada una de las configuraciones necesarias para el procesamiento y aprovechamiento integral de gas húmedo proveniente de yacimientos en aguas profundas del Golfo de México, los cuales tengan como base la investigación y asimilación de tecnología probada en el ámbito mundial.

Plazo de ejecución sugerido

Se estima un tiempo de ejecución de un año máximo para la investigación y asimilación tecnológica para el procesamiento del gas húmedo proveniente de yacimientos de aguas profundas.

Entregables

1.- La ingeniería conceptual de cada una de las configuraciones para el procesamiento y aprovechamiento integral de gas húmedo proveniente de yacimientos en aguas profundas.

- ✓ Descripción de productos, sus rendimientos y calidades.
- ✓ Generación de subproductos y efluentes.
- ✓ Evaluación económica-financiera del proyecto.
- ✓ Estimado de costo (+ 50%/-30%).
- ✓ Plan preliminar de ejecución.
- ✓ Aspectos ambientales y energéticos
- ✓ Requerimientos de mantenimiento.
- ✓ Bases de operación y mantenimiento.

- 2.- Registro de la(s) patente(s) que resulten de la investigación tecnológica (trámite).
- 3.- Análisis de riesgo y seguridad operativa de los procesos involucrados.
- 4.- Manual con la filosofía de operación del sistema y su logística, desde la extracción del gas en el yacimiento, proceso y transporte de productos.
- 5.- Estudio de viabilidad técnico-económica que nos indique, mediante análisis de sensibilidad, la base volumétrica y el precio de gas natural mínimos, para obtener rentabilidad de la inversión.

Aplicabilidad

La tecnología desarrollada se aplicará para el procesamiento de gas de los yacimientos de aguas profundas del Golfo de México.

Se tienen identificados cuatro zonas potenciales de producción de gas asociado al crudo.

<u>Área</u>	<u>Riesgo</u>	<u>Profundidad (m)</u>	<u>Tipo de Hidrocarburo</u>
Nancan	Alto	500-2,500	Gas y crudo ligero
Jaca-Patini	Moderado-alto	1,000-1,500	Gas y crudo ligero
Holok	Bajo-moderado	1,500-2,000	Gas y crudo ligero
Lipax	Moderado	950-2,000	Gas y crudo ligero

Control de agua en el yacimiento

Breve descripción de la demanda específica

Implementación de nuevas prácticas y tecnologías en el control de agua para incrementar el factor de recuperación y la productividad de los pozos en yacimientos con problemas de producción de agua.

Antecedentes

El agua, por lo general, se encuentra presente en todos los campos petroleros por lo que afecta todas las etapas del ciclo de vida del campo, desde el inicio de la explotación hasta el abandono, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores se mezcla y es producida junto con el petróleo. Este flujo de agua a través de un yacimiento, que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie y, por último, se extrae y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento, recibe el nombre de “ciclo del agua”.

Hoy en día, las compañías petroleras producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos en etapas avanzadas de explotación. Conforme se va agotando el crudo se incrementa la producción de agua, siendo un problema económico principalmente para campos maduros.

Sin embargo, el aspecto económico de la producción de agua a lo largo depende de una variedad de factores tales como el gasto de flujo total, los gastos de producción, las propiedades del fluido tales como densidad del petróleo y la salinidad del agua y, por último, el método final de desecho del agua producida. A estos costos se le agrega los costos operativos que comprenden las tareas de levantamiento, separación, filtrado, bombeo y reinyección, así como los costos de eliminación del agua que pueden variar considerablemente.

Algunos autores han clasificado a las tecnologías por el sitio en donde se realizará la separación del crudo y agua, que puede ser en la superficie o en el fondo del pozo. Otros han clasificado a las tecnologías conforme a las siguientes tres categorías:

- Medidas de control de ejecución de la producción en el yacimiento. Las cuales comprenden modificaciones a la terminación de pozo o al diseño del patrón de producción con el objeto de reducir el volumen de agua

producida que proviene de la formación. Normalmente estas medidas comprenden dos tipos de soluciones:

Agentes obturantes físicos y químicos	Mecánicas
<ul style="list-style-type: none">• Cemento, arena, carbonato de calcio.• Geles y resinas.• Espumas, emulsiones, partículas precipitantes y microorganismos	<ul style="list-style-type: none">• Empacadores, tapones puente, parches.• Estrangulador superficial y de fondo.• Pozos horizontales.• Abandono del pozo.

- Métodos de eliminación convencional. Este tipo de método normalmente separa en la superficie el agua y el crudo en instalaciones específicamente diseñadas para realizar la separación. Una instalación típica se conforma de la zona de levantamiento del fluido (que normalmente se inicia en el pozo), una zona de separación primaria del petróleo/gas/ agua, una zona de filtrado de agua y finalmente de una zona de inyección de agua

- Métodos de eliminación y separación agua/aceite o gas/agua en el fondo del pozo (DHOWS). Básicamente este tipo de separación es realizada por equipos que se colocan en el fondo del pozo, que separan el agua del crudo en esta zona y esta es inyectada a una forma adyacente para dar presión al yacimiento. Existen dos tipos básicos de DHOWS, los que realizan la separación por gravedad y los que la realizan por medio de hidrociclones

Descripción de la problemática tecnológica

Se requiere del desarrollo de productos químicos (geles, resinas, cementos, polímeros, espumas, etc.) para ser usados en ambientes extremos de alta presión, temperatura y ambientes corrosivos, que serán colocados en la formación productora durante las operaciones de reparación a los pozos. Su desempeño debe ser tal que no cause daño a la formación durante su colocación, es decir, que solo actúen en presencia de agua de formación.

Es necesario que el efecto de la alta presión y temperatura no degraden el producto rápidamente, de tal manera que su vida útil sea tal que no se requieran constantes intervenciones a los pozos para su mantenimiento o sustitución.

En caso necesario se deberá poder remover o al menos neutralizar su efecto bloqueador al flujo de agua.

Asimismo, se deberá realizar un análisis del desarrollo e implementación de nuevas prácticas en el control de agua mediante fluidos inteligentes, los cuales deberán bloquear el flujo de agua pero permitir el paso a los hidrocarburos.

Los fluidos inteligentes deberán un tener un comportamiento tal que permitan obturar las fracturas de la formación donde se tengan las canalizaciones de agua sin que se pierdan grandes volúmenes del producto.

Finalmente, los productos a desarrollar y utilizar en operaciones de control de agua deben ser factibles técnica y económicamente.

Objetivos

Aplicación de nuevas tecnologías y metodologías para el control del agua producida de los yacimientos.

Metas

- Reducir los costos por la reparación de pozos y equipos por causa de la corrosión y la optimización de los métodos de producción debido al manejo, tratamiento y disposición de agua
- Incrementar la productividad de los pozos, incorporar pozos abatidos por alto porcentaje de agua y asegurar su producción continua a través de la aplicación de nuevas tecnologías en el control del agua producida
- El desarrollo de nuevas tecnologías en el control y manejo del agua permitirán a especialistas de Pemex implantar las mejores prácticas en la administración de yacimientos

Entregables

Primera etapa:

- Diseño y pruebas de laboratorio del producto y fluido inteligente
- Informe con los resultados del análisis del comportamiento del producto y fluido inteligente
- Composición química del fluido inteligente
- Instrucciones del modo de preparación de los productos químicos
- Modo de empleo de los productos desarrollados

Segunda etapa:

- Prueba piloto en cuatro pozos
- Requerimientos de equipo para realizar la prueba piloto (Unidades de bombeo de alta presión y tubería flexible, entre otros)
- Informe final

Plazo de ejecución sugerido

El tiempo esperado para el desarrollo y prueba de la tecnología es de uno a dos años

Aplicabilidad

Se aplicará en todos los campos maduros con producción de agua.

Simulación numérica de yacimientos que considere fases múltiples y la heterogeneidad del medio poroso

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar un simulador con capacidad de modelar de manera más realista los fenómenos físico-químicos que ocurren en yacimientos naturalmente fracturados a través de un algoritmo matemático con distribución fractal de fracturas, triple porosidad y doble permeabilidad, es decir que contemple matriz, fractura y vóculos, y flujo primario a través del sistema de fracturas y vóculos, con mallado irregular.

Antecedentes

Los simuladores de yacimientos comerciales que se encuentran a disposición en el mercado, están formulados, o bien para considerar un medio homogéneo o utilizan formulaciones con muchas simplificaciones para describir los yacimientos naturalmente fracturados, entre los cuales podemos nombrar los siguientes: todas las fracturas se encuentran en comunicación, uniformemente distribuidas, y a una sola escala. Todas estas hipótesis se encuentran muy alejadas de la realidad. Esto sin considerar la termodinámica del fenómeno por la presencia de CO₂ ó nitrógeno producto de la inyección como sistema de recuperación secundaria, que agravan la situación de la simulación.

Los principales yacimientos de hidrocarburos de México son naturalmente fracturados, y algunos de ellos con presencia de vóculos. La mayoría de estos yacimientos se encuentran en un estado maduro de explotación, por lo que se hace necesario inyectarles CO₂ o nitrógeno para poder recuperar el aceite contenido en la matriz rocosa.

A la fecha no se cuenta con una herramienta capaz de predecir con suficiente certeza, en yacimientos naturalmente fracturados, el frente de avance del CO₂ o nitrógeno a través de la matriz rocosa, fracturas y vóculos.

Descripción de la problemática tecnológica

Se requiere contar con un simulador con visión fractal, triple porosidad y doble permeabilidad, en donde el paquete de caracterización de fluidos permita tomar en cuenta la inyección de N₂ y CO₂. La malla de simulación debe ser curvilínea y dinámica en tiempo, en la medida que lo permita la formulación de las ecuaciones. Para hacer más eficiente su desempeño, el código deberá estar paralelizado y tener la capacidad de correr en ambiente Linux y Windows. Deberá contar con interfases visuales de pre-procesado y post procesado, así como un paquete que genere la hidráulica del pozo. Por último deberá tener una colección de opciones de selección para las funciones de transferencia matriz-fractura, matriz-vúgulos y fracturas-vúgulos.

Objetivos

Contar con un modelo matemático con visión fractal, triple porosidad y doble permeabilidad, y malla dinámica en tiempo. Contar con un paquete de caracterización de fluidos que sea tan robusto que permita tomar en cuenta la inclusión de CO₂ y del nitrógeno.

Metas

El cumplimiento del objetivo del proyecto proporcionará mayor certidumbre en la estimación de los hidrocarburos a recuperar por proceso de inyección de CO₂ y N₂, lo cual se verá reflejado en una reducción de costos de operación

Conocer la posición del avance del CO₂ y N₂, permitirá establecer con mayor certidumbre la producción de hidrocarburos, lo cual se verá reflejado en el cumplimiento de las cuotas de producción comprometidas, lo cual es un factor clave para el cumplimiento de las metas estratégicas de la empresa.

Entregables

- Informe y descripción detallada del algoritmo matemático de simulación que modele el comportamiento físico-químico del proceso
- Software de simulación que incluya módulo manejador de hidráulica de pozos y manual de usuario
- Talleres de capacitación para el personal usuario y asistencia técnica

Plazo de ejecución sugerido

El tiempo esperado para el desarrollo y prueba de la tecnología es de tres años. Periodo en el cual se deberá llevar a cabo el desarrollo de los algoritmos de cálculo, diseño de la interfase en ambiente Windows y Linux, así como pruebas de simulación con datos reales de campos en explotación, a fin de poder corroborar resultados

Aplicabilidad

El simulador, objetivo de este proyecto, se empleará en el estudio y análisis del comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados vulgares de la Región Marina Noreste y en los yacimientos fracturados de las Regiones Sur y Marina Suroeste.

Desarrollo de un proceso para eliminar contaminantes tales como el nitrógeno, mediante la adsorción con un sólido regenerable o extracción con un líquido regenerable, de la carga a unidades de hidrodesulfuración 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,

- d) Técnicas de caracterización y evaluación utilizadas,
- e) Conclusiones preliminares, g) bibliografía consultada y
- f) 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 hidrosulfuradoras 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.

Alternativas tecnológicas para mejorar el sistema de desalado de crudo pesado en las refinerías

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar aditivos que permitan mejorar el proceso de desalado de crudos pesados en las plantas primarias utilizados para eliminar las sales de cloro, sodio y magnesio del crudo recibido en las refinerías. El aditivo no debe de generar contaminantes que afecten la calidad y especificación del crudo. El producto obtenido debe poder utilizarse también en las unidades que tengan doble desalado y sistema bielétrico.

Antecedentes

En el Sistema Nacional de Refinación (SNR) procesa actualmente un crudo con una proporción promedio de crudo pesado del 38%. Sin embargo, esta proporción se incrementará gradualmente hasta un nivel de 65% de crudo pesado en
20
17.

Esta situación obliga a Pemex Refinación a utilizar nuevas tecnologías de aditivos desemulsificantes para el desalado de crudos, debido principalmente a que los crudos pesados normalmente se reciben con una mayor proporción de agua con sal en emulsión con el crudo. Los principales problemas que generan las sales en la refinería, son los siguientes:

- Problemas de ensuciamiento en los hornos y obstrucción de sistemas de intercambio de calor.
- A temperaturas mayores a 177°C, los cloruros de calcio y magnesio se hidrolizan y liberan ácido clorhídrico (HCl).
- La sal que llega a los siguientes procesos puede envenenar los catalizadores.

Actualmente, el crudo que se recibe en las plantas de destilación primaria contiene mayores concentraciones de sales, las cuales deben eliminarse para evitar afectaciones en equipos y catalizadores.

El aditivo desemulsificante se utilizará para deshidratar crudos, y deberá promover de manera eficaz el rompimiento de

emulsiones de tipo agua en aceite.

El aditivo desemulsificante modificará la tensión superficial, para realizar el rompimiento de la emulsión rápidamente, favoreciendo la separación de las fases acuosa y oleosa, permitiendo la eliminación del agua sin retener partículas de crudo en ella, y sin retener partículas de agua en el crudo; gracias a la perfecta interfase que se formará mediante la aplicación del producto.

Con este nuevo aditivo desemulsificante se pretende aumentar la separación de las sales del crudo, y lograr la especificación en concentración de sales de 0.5 lb/1000 bls para el crudo que se alimenta a la destilación primaria; lo que permitiría incrementar los ciclos de operación de las plantas primarias en al menos medio año, por una menor corrosión y depósitos de sales en los equipos de proceso.

Se requiere inicialmente, realizar una revisión bibliográfica sobre el Estado del Arte de los aditivos utilizados en el desalado de crudos (artículos, patentes, desarrollos industriales, etc.).

El Aditivo desarrollado debe considerar lo siguiente:

- Deben ser compatibles con los crudos y los sistemas de desalación utilizados en las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).
- Debe poder ser inyectado en línea, esto es, sin que se requiera sacar de operación la planta para su aplicación.
- Debe lograr el desalado de un crudo de referencia, con una concentración inicial de sales de 100lb/1000bls de crudo. El crudo desalado aditivado, deberá tener un nivel de agua y sedimento a la salida de las desaladoras no mayor a 0.5 lb/1000 bls. La eficiencia se determinará con la medición de sal de acuerdo con el método ASTM-D-3230 y por el método UOP-579-64T.

Las condiciones de operación para las pruebas de desempeño del aditivo desemulsificante de crudos, serán las que indique Pemex Refinación.

Debe controlar el pH del agua durante el proceso de desalado, de tal manera que se obtenga un agua de efluente del desalado con un pH entre 6 y 8. Asimismo, el aditivo desemulsificante no debe degradarse a la temperatura de

operación de las desaladoras.

El aditivo no debe contener o generar contaminantes que afecten la calidad del crudo de salida de las desaladoras o la operación e integridad de las plantas y equipos de proceso de la refinería.

Asimismo, las cargas de referencia para las pruebas de desempeño serán los crudos de la refinería de Ciudad Madero de Pemex Refinación.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

1. 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).
2. Los programas de actividades de cada una de las etapas deberán estar avalados por Pemex Refinación.
3. 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.
4. Los informes de avances del proyecto deberán estar firmados por los responsables técnicos y administrativos del proyecto.
5. 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.
6. 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 y en planta piloto.

Objetivos

Contar con un aditivo desemulsificante para el proceso de desalado de crudos pesados, probado a nivel planta piloto, que permita obtener un crudo desalado con una concentración máxima de sales de 0.5lb/1000bls de crudo, a partir de un crudo con concentraciones de sales de 100lb/1000bls de crudo.

El aditivo debe adicionarse en línea, y no debe contener o generar contaminantes que afecten la calidad del crudo de salida de las desaladoras o la operación e integridad de las plantas y equipos de proceso de la refinería.

Metas

1. Reducir costos de operación.
2. Generar al menos una patente internacional.
3. Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento generado.
4. Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (Procesos de refinación, fisicoquímica de emulsiones, gestión de tecnología, etc.)

Entregables

Un prototipo de aditivo (a nivel planta piloto) para el desalado de crudos pesados, que deberá cumplir con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas.

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

La solicitud de registro de la(s) patente(s) que resulten del proyecto de investigación, en las que 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 el manejo, la utilización y control del aditivo para desalado desarrollado, hoja de seguridad y hoja técnica del aditivo.

Plazo de ejecución sugerido

Se contempla un periodo de 3 años para tener un prototipo de aditivo, hacer pruebas de laboratorio, incorporar los ajustes correspondientes y realizar la prueba de planta piloto.

Aplicabilidad

El aditivo desarrollado sería utilizado en los equipos para desalado de las plantas de destilación primaria de Pemex Refinación. Se dará prioridad a aquellas unidades que tengan desalado simple.