

**Convocatoria 2010-03 del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos
DEMANDAS ESPECIFICAS
INDICE**

DEMANDA	TITULO	AREA	PÁGINA
D1/CH2010-03	Simulación numérica de yacimientos que considere fases múltiples y la heterogeneidad del medio poroso (STE).	PEP	2
D2/CH2010-03	Adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos con "wide azimuth" para la obtención de mapas de tendencia de fracturas	PEP	4
D3/CH2010-03	Determinación de correlaciones experimentales para la caracterización de crudos pesados	PEP	7
D4/CH2010-03	Desarrollo de modelos geomecánicos y de presión de poro, obtenidos a partir de información disponible en campos (antes de llegar a fracturamiento)	PEP	11
D5/CH2010-03	Generación de vapor in-situ para la explotación de yacimientos petroleros con acuífero asociado	PEP	13
D6/CH2010-03	Desarrollo de aditivos para aumentar la lubricidad y la conductividad de diesel UBA	PR	15
D7/CH2010-03	Reducción del contenido de benceno en las corrientes de reformado	PR	20
D8/CH2010-03	Alternativas tecnológicas para la administración de la corrosión en ductos enterrados	PR	25
D9/CH2010-03	Sistema integral de administración de integridad y confiabilidad de instalaciones vinculadas al proceso de Logística de Hidrocarburos y Derivados de PEMEX.	DCO	30

D1/CH2010-03

Simulación numérica de yacimientos que considere fases múltiples y la heterogeneidad del medio poroso (STE).

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar un simulador con capacidad de modelar de manera más realista los fenómenos fisicoquímicos 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 interfaces visuales de pre procesamiento y post procesamiento, 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 matrizfractura, Matrizvóculos y fracturasvóculos.

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 fisicoquímico 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 interface 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 vugulares de la Región Marina Noreste y en los yacimientos fracturados de las Regiones Sur y Marina Suroeste.

D2/CH2010-03

Adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos con "wide azimuth" para la obtención de mapas de tendencia de fracturas

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar las capacidades para diseñar la adquisición de datos sísmicos con azimuth amplio (wide azimuth), así como el procesado e interpretación de este tipo de información en la prospección de áreas con geología compleja.

Antecedentes

La tecnología de sísmica con azimuth amplio es el resultado de la evolución de las técnicas de levantamientos sísmicos marinos. Al inicio de las actividades de adquisición sísmica en el mar, la capacidad de almacenamiento de información limitaba el número de canales de recepción y la imagen obtenida del subsuelo era bidimensional. Con el aumento de las capacidades informáticas, se hizo posible utilizar densidades mayores de canales en la detección y así surgieron las imágenes sísmicas tridimensionales. Posteriormente, con las crecientes capacidades de almacenamiento y de cálculo, se han desarrollado configuraciones de adquisición que permiten enviar y detectar ondas sísmicas en el subsuelo desde diferentes ángulos (con azimuth amplio), aumentando dramáticamente la densidad de muestreo de la energía sísmica reflejada. Lo anterior permite entonces elevar la cobertura radial de la sísmica y aumentar su sensibilidad a parámetros geológicos importantes para la exploración de hidrocarburos, enfocada a condiciones subsalinas y a los sistemas de fracturas en los yacimientos.

Ante la declinación de los campos productores y la disminución de zonas explorables con técnicas sísmicas convencionales, se requiere explorar zonas potencialmente productoras cuya estructura geológica está influenciada por la tectónica salina o presenta geometrías complejas, como sistemas de fracturamiento que pueden influir en las características del yacimiento. Para ello, es necesario utilizar técnicas innovadoras de diseño, adquisición y procesamiento sísmico que permitan obtener imágenes sísmicas de calidad con fines prospectivos, como la sísmica con azimuth amplio. 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.

Descripción De La Problemática Tecnológica

A diferencia de la sísmica 3D convencional marina, que permite recuperar únicamente una pequeña parte de la energía de la fuente, la sísmica con azimuth amplio es una tecnología marina que mejora considerablemente la relación señal a ruido y permite visualizar objetivos geológicos bajo sal o de estructura compleja.

A grandes rasgos, la sísmica con azimuth amplio consiste en realizar múltiples adquisiciones sísmicas del subsuelo en diferentes direcciones, aumentando la cobertura radial del objetivo geológico de interés. La tecnología combina de esta manera una adquisición de amplia cobertura azimutal con una importante reducción del ruido y un muestreo denso de la onda sísmica. En plays subsalinos, la detección de la energía reflejada desde distintos ángulos permitiría visualizar estructuras con potencial almacenador. En el caso de los yacimientos naturalmente fracturados, permitiría identificar la orientación y cuantificar la intensidad de los sistemas de fracturas.

Objetivos

- Modelar el diseño de adquisición y realizar el procesamiento e interpretación de datos sísmicos con azimuth amplio para la prospección de áreas con geología compleja. La adquisición de la información sísmica la realizará PEP

Metas

- Modelar y diseñar la adquisición de datos sísmicos con azimuth amplio que permitan definir los parámetros óptimos de adquisición y procesamiento de los mismos. De esta manera, se obtendrá una reducción del ruido coherente, mayor atenuación de reflexiones múltiples, incremento de la resolución vertical y radial, y la preparación óptima de esta información para su interpretación
- Contribuir a elevar la certidumbre en la prospección de áreas influenciadas por la tectónica salina y/o por sistemas de fracturas, así como identificar nuevas oportunidades exploratorias en zonas con geología compleja

Entregables

Primera etapa (antes de la adquisición de datos por parte de PEP):

- Diseño de la adquisición (modelo del subsuelo, trazado de rayos, geometría de adquisición, trayectorias de tiro y detección etc.) de datos sísmicos con azimuth amplio
- Manual de procedimientos del modelado y diseño de adquisición

Segunda etapa (después de la adquisición de datos por parte de PEP):

- Cubos o sub-cubos sísmicos (pre-adquiridos con sísmica con azimuth amplio) procesados y preparados para interpretación
- Manuales de secuencia de flujo de procesamiento de datos sísmicos con azimuth amplio
- Interpretación geológica 2D/3D de los cubos o subcubos sísmicos
- Informe final que incluya informe de pruebas, calibraciones y ajustes
- Personal de PEP capacitado en modelado, diseño, procesado e interpretación de datos sísmicos con azimuth amplio

Plazo De Ejecución Sugerido

El desarrollo de esta tecnología consiste en 2 etapas. La primera etapa requiere de 8 meses aproximadamente. La segunda etapa requiere de 16 meses aproximadamente (esta etapa estará supeditada a la adquisición de los datos sísmicos por parte de PEP).

Aplicabilidad

En proyectos marinos, como:

- Marina Noreste: Campeche Oriente
- Marina Suroeste: Campeche Poniente, Coatzacoalcos, Litoral de Tabasco Marino, Golfo de México B
- Norte: Cinturón Subsalino, Golfo de México Sur

D3/CH2010-03

Determinación de correlaciones experimentales para la caracterización de crudos pesados

Breve descripción de la demanda específica

Determinación de correlaciones experimentales de crudos pesados y mezclas de crudos producidos por PEP para la predicción de sus propiedades físico-químicas y de transporte.

Antecedentes

De acuerdo a los pronósticos actuales, se observa un incremento en la producción de los crudos pesado y extra pesado producidos por PEP en el corto y mediano plazo, mismos que se incorporarán a los actuales sistemas de distribución. Con base a los análisis realizados de oferta y demanda nacional de crudo, PEP continuará con la estrategia de mezclado para mantener la calidad de crudo Maya y proveer los volúmenes requeridos por el Sistema Nacional de Refinación y de exportación. Con la incorporación de crudos pesados y extra pesados, se considera necesario revisar el impacto que se tendrá en los sistemas de distribución y transporte, así como en los procesos de mezclado y acondicionamiento de crudo (deshidratación y desalado). Para ello, es necesario llevar a cabo los estudios de laboratorio (Assay's y estudios reológicos) de crudos base y diferentes mezclas sintéticas de crudo que permitan determinar las propiedades físico-químicas y cuyos resultados sean alimentados a los simuladores utilizados para el diseño de los sistemas de transporte y de proceso. Sin embargo, actualmente la determinación de las propiedades que influyen en el diseño de ductos y selección de equipos de proceso como la viscosidad, se determinan en base a correlaciones desarrolladas para crudos convencionales que no son aplicables a los crudos pesados producidos por PEP.

Generalmente las correlaciones que existen para la determinación de viscosidad de mezcla como la Refuta, Chevron, Lederer Shu y los coeficientes de interacción de mezcla han sido determinados para crudos de propiedades físico-químicas diferentes a los de PEP, por lo que las predicciones que se realizan tienen cierto grado de incertidumbre. Al igual que otras propiedades no aditivas como la presión de vapor y temperatura de anilina, los coeficientes de correlación reportados en la literatura especializada son para crudos convencionales y que no son aplicables a mezclas con crudos pesados, por lo que es necesario el desarrollo de correlaciones experimentales que permitan determinar sus parámetros y coeficientes de interacción de mezcla para los crudos producidos por PEP.

Descripción de la problemática tecnológica

Con la incorporación de la producción de nuevos campos de crudo pesado y extra pesado, PEP se ve en la necesidad de revisar y replantear sus estrategias de distribución y acondicionamiento de crudo a corto, mediano y largo plazo, para lo cual, es necesario contar con información experimental enfocada a conocer a fondo las propiedades físico-químicas de los crudos mencionados así como su comportamiento en mezcla con crudos convencionales a través de su caracterización (Assay, composición química, distribución y rendimientos de destilados), así mismo, es necesario conocer el comportamiento reológico para definir adecuadamente las propiedades de transporte.

Actualmente, la mayoría de los métodos analíticos de caracterización ASTM y UOP para la determinación de las propiedades físico-químicas de los aceites crudos están enfocadas a hidrocarburos con gravedades entre 20 a 35 °API, y por lo tanto algunas de estas técnicas analíticas no muestran resultados congruentes cuando se aplican en la determinación de propiedades de crudos pesados y extra pesados principalmente a altas presiones y bajas temperaturas. Adicionalmente, la base de datos de los simuladores para proceso y transporte de crudos en estado estacionario y dinámico incorporan correlaciones desarrolladas para crudos convencionales y cuyos resultados en la predicción de propiedades no aditivas no son congruentes para crudos pesados y extra pesados.

En base a lo anterior, es necesario el desarrollo de un proyecto de investigación enfocado a conocer a fondo las propiedades físico-químicas de los crudos pesados, extra pesados y la mezcla con crudos convencionales producidos por PEP, con la finalidad de incorporar la información generada a los simuladores de proceso y transporte utilizados para el análisis y diseño de los sistemas y equipos relacionados con el manejo y procesamiento de crudos pesados.

Objetivos

Desarrollo de correlaciones y coeficientes de interacciones experimentales, para determinar las propiedades físico-químicas y de transporte de crudos pesados y mezclas producidas por PEMEX Exploración y Producción.

Metas

Con la ejecución de este proyecto se pretende:

- Revisión de los métodos analíticos ASTM y UOP para definir su aplicación en la caracterización de crudos pesado y extra pesado.
- Realizar el Assay completo de hasta 100 muestras de crudos secos y húmedos entre corrientes base y mezclas de crudos con gravedades API de 8 a 40 grados.

- Elaboración de mezclas sintéticas de los crudos producidos por PEP.
- Destilación True Boiling Point y destilación simulada por cromatografía de los crudos y sus mezclas.
- Generar una base de datos de la caracterización físico-química de los crudos secos, húmedos y sus mezcla
- Estudios de cromatografía líquida a alta presión HPLC para identificar componente moleculares dentro de la fracción de asfaltenos como los maltenos
- Incorporación de técnicas espectroscópica como infrarrojo, infrarrojo cercano y Raman en combinación con el análisis de multivariantes las cuales son excelentes método para detallar la información de la composición química de los crudos pesado y extra-pesados.
- Estudios de resonancia magnética nuclear (NMR) de ^1H y ^{13}C y difracción de rayos x para predicción de la composición química del asfalteno SARA.
- Estudios de FT-ICR masas para composición química del asfalteno de crudos pesados y proponer un modelo hipotético de la molécula y su efecto en la viscosidad.
- Determinación de metales por emisión de plasma o absorción atómica
- Estudio de las propiedades reológicas de crudos secos: efecto de variación de la temperatura, velocidad de corte y presión sobre la viscosidad
- Estudios reológicos de crudos húmedo al variar la temperatura, velocidad de corte, presión, distribución y tamaño de la gota y contenido de agua y su efecto sobre la viscosidad.
- Estudio de la tensión interfacial y estabilidad de las emulsiones, floculación y coalescencia por medio de campo eléctrico crítico y microscopía electrónica.
- Pruebas dinámicas, estáticas de estabilidad y compatibilidad de las mezclas.
- Aplicación de los estudios reológicos de crudos para diseño y selección de equipo de transporte.
- Determinación de parámetros de correlación y coeficientes de interacción de mezcla.
- Validación de correlaciones de viscosidad y comportamiento reológico de crudos secos y húmedos.

Entregables

- Reporte del muestreo de crudos en las instalaciones de PEP y metodología utilizada.
- Validación de métodos analíticos ASTM y UOP para la caracterización de crudos pesados y extra pesados.
- Reporte de caracterización Físico-Química de crudos y mezclas analizados (Assay completo).
- Evaluación o desarrollo de correlaciones para el cálculo de viscosidad de crudos pesados, extrapesados y sus mezclas con crudo ligero y métodos estadísticos de validación.

- Evaluación de correlaciones o desarrollo para el cálculo de presión de vapor Reid, temperatura de escurrimiento, temperatura de anilina de crudo pesado extra-pesado y sus mezclas.
- Desarrollo de correlaciones para la predicción de la True-Boiling-Point por medio de destilación simulada.
- Desarrollo de correlaciones para la estimación del True-Boiling-Point de mezclas de crudos pesados y extra-pesado con ligero.
- Evaluación o desarrollo de modelos reológicos para crudos secos y húmedos.
- Definir crudos que provocan la precipitación de asfaltenos y proporción de mezcla mediante las pruebas de estabilidad dinámica y estática.
- Reporte del estudio estabilidad, tamaño y distribución de la gota de la emulsión, efecto del contenido de agua, estudios de coalescencia y su efecto en la viscosidad.
- Reporte sobre los estudios las técnicas espectroscópicas infrarrojo, infrarrojo cercano, Raman, resonancia magnética nuclear de composición química del asfalteno y su efecto en la viscosidad del crudo pesado y extra-pesado.
- Base de datos de la caracterización físico-química, destilación True-Boiling-Point, destilación simulada o molecular, estudios reológicos de crudos secos y húmedos, estudios de espectroscopia vibracional, resonancia magnética nuclear, difracción de rayos x, cromatografía líquida a alta presión para determinación de composición química de la molécula del asfalteno.

Plazo de ejecución sugerido

El tiempo programado para el desarrollo del proyecto (adquisición de equipo, muestreo, caracterización de corrientes, desarrollo de correlaciones y desarrollo del modelo de simulación e informe de resultados) es de 24 meses.

Aplicabilidad

El proyecto una vez finalizado se aplicará directamente a:

- Diseño de los sistema de distribución y transporte de crudo de Pemex Exploración y Producción.
- Proyectos de mezclado y acondicionamiento de crudos en tierra y costa fuera.
- Aseguramiento de la calidad, propiedades de transporte y rendimiento de destilados del crudo entregado a PEMEX-Refinación.

D4/CH2010-03

Desarrollo de modelos geomecánicos y de presión de poro, obtenidos a partir de información disponible en campos

Breve descripción de La demanda específica

Adquirir, asimilar o adoptar en PEMEX Exploración y Producción las metodologías y tecnologías adecuadas para desarrollar modelos geomecánicos y de presión de poro a partir de información disponible en campos.

Antecedentes

La estimación de presiones anormales es muy importante durante la definición de estrategias de perforación, pues permite reducir accidentes y voladuras de pozos por predicciones inadecuadas de presión de poro. Los modelos geomecánicos y de presión de poro deben construirse entonces a partir de la información disponible en campos nacionales para aumentar su confiabilidad.

Descripción De La Problemática Tecnológica

Los modelos geomecánicos y de presión de poro, obtenidos a partir de la información disponible en campos, permiten predecir, analizar e interpretar las condiciones de presión geológica del subsuelo. Igualmente, permiten identificar zonas de presiones anormales, disminuyendo los riesgos de perforación.

Objetivos

Construir modelos geomecánicos y de presión de poro a partir de información disponible en campos nacionales para obtener predicciones realistas y reducir el riesgo de la perforación en etapa exploratoria.

Metas

El desarrollo e implementación de este proyecto permitirá contribuir a:

- Mejorar diseños de pozos y reducir el riesgo de perforación en etapa exploratoria

Entregables

- Personal de PEP capacitado en las metodologías y tecnologías para construcción de modelos geomecánicos y de presión de poro
- Herramientas y metodologías para construcción de modelos geomecánicos y de presión de poro
- Modelos geomecánicos y de presión de poro confiables obtenidos a partir de la información disponible en campos nacionales
- Mapas de zonas de presiones anormales

Plazo de ejecución sugerido

El desarrollo de esta tecnología requiere de 36 meses aproximadamente.

Aplicabilidad

Región	Proyectos de inversión
Región Norte	Burgos Terciario; Burgos Múzquiz; Veracruz; Golfo de México Sur; Lamprea; Lankahuasa; Sardina
Región Sur	Julivá; Comalcalco; Litoral de Tabasco Mesozoico; Cuichapa; Macuspana; Malpaso; Reforma; Simojovel

D5/CH2010-03

Generación de vapor in-situ para la explotación de yacimientos petroleros con acuífero asociado

Breve Descripción De La Demanda Específica

Desarrollar un producto químico o material inteligente que permita in-situ, transformar en vapor el agua contenida en el acuífero asociado a un yacimiento de aceite, para que éste funcione como un mecanismo de recuperación mejorada.

Específicamente se trata de desarrollar una sustancia química o material inteligente, que al ser inyectado en pozos que se conecten con un acuífero asociado a un yacimiento de aceite, reaccionen in-situ con el agua del acuífero, ya sea a través de una reacción química o mediante la estimulación con ondas electromagnéticas a nanomateriales, para que se genere vapor suficiente, para que al entrar dicho vapor en contacto con el aceite del yacimiento, debido a fuerzas gravitacionales y a procesos difusivos y de convección, propicien una transferencia de calor que permita extraer el aceite contenido en la roca.

Antecedentes

La producción actual de PEMEX muestra una declinación progresiva de la producción y una necesidad creciente de establecer otros procesos y mecanismos de explotación en todos los campos de aceite. Esta problemática motiva a incrementar las actividades de investigación sobre métodos viables de recuperación mejorada enfocados a yacimientos costa afuera que tengan la necesidad de hacer un uso más eficiente de sus instalaciones. Estos procesos cobran mayor relevancia para yacimientos costa afuera que producen aceites pesados y extra pesados.

Para utilizar un proceso de Recuperación mejorada, como es la inyección de vapor, existe una restricción muy importante a profundidades mayores a 1000 metros, debido a que la generación de vapor se hace en la superficie y la calidad del vapor generado disminuye sensiblemente a mayor profundidad, debido a las pérdidas de calor en el pozo, haciendo el proceso menos eficiente, por lo que es inviable este proceso (generar vapor en superficie) para ser aplicado en campos con profundidades grandes como son los campos más importantes del país. Adicionalmente la infraestructura necesaria para generar vapor es muy grande, por lo que en los yacimientos costa afuera es un reto tecnológico importante.

Descripción de la problemática tecnológica

Desarrollar nanomateriales que pueda inyectarse a los acuíferos asociados a los yacimientos, tanto de aceite pesado y extrapesado como yacimientos con una cantidad importante de aceite atrapado en la roca, y que pueda estimularse desde los pozos, con ondas

electromagnéticas o con algún otro medio, para generar calor y convertir el agua en vapor extrapesado como yacimientos con una cantidad importante de aceite entrampado en la roca, y que pueda estimularse desde los pozos, con ondas electromagnéticas o con algún otro medio, para generar calor y convertir el agua en vapor. Otra posibilidad, es inyectar sustancias químicas al acuífero que generen reacciones exotérmicas.

Objetivos

- Desarrollar materiales inteligentes o sustancias que generen reacciones exotérmicas que permitan la generación de vapor a las condiciones de presión, profundidad, temperatura y condiciones roca-fluido, del agua contenida en el acuífero.
- Probar con resultados experimentales la viabilidad de esta tecnología.

Metas

- Demostrar experimentalmente, a escala de laboratorio la factibilidad de generar vapor del agua congénita contenida en acuíferos asociados en campos del país, utilizando nanomateriales o sustancias que al inyectarse al acuífero generen reacciones exotérmicas.
- Demostrar experimentalmente las ventajas técnicas y económicas en la aplicación de estos productos.

Entregables

- Informes sobre el diseño de los nanomateriales y método de estimulación para que estos generen calor, o sobre el uso de sustancias que generen reacciones exotérmicas que demuestren el cumplimiento de los objetivos y de las metas descritas en el proyecto.
- Patente y/o derechos de autor.
- Resultados de las pruebas experimentales realizadas en laboratorio con muestras del medio poroso.

Plazo de ejecución sugerido

Se estima que entre un año y un año y medio será posible llevarla a cabo al final del proyecto o posterior a este. Para llevar a cabo esta prueba piloto, primero se realizará a nivel experimental una serie de pruebas de laboratorio con diversas muestras de aceite, agua congénita y tipo de roca

Aplicabilidad

El producto desarrollado tendrá aplicación amplia en los procesos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados.

D6/CH2010-03

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 D6079 HFRR, de acuerdo con lo que marca la norma Oficial Mexicana NOM086 SEMARNAT SENER SCFI 2005 y de conductividad de 25 pS/m mínimo según el método ASTM D2624, 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 Engineering 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 D975 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 D6079 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 interface, 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 mueven 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 D975 recomienda una conductividad mínima de 25 pS/m, determinada con el método ASTM D2624.

En México se aprobó la Norma Oficial Mexicana NOM086 SEMARNAT SENERS CFI 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 éstas características no se cumple con los requisitos establecidos tanto en la NOM086, 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 D109400.
- El aditivo no deberá contener nada de metal, azufre o fósforo, es decir, todos sus componentes deben ser únicamente a base de Carbono (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 D6079 a 60 °C y un aditivo para la conductividad que garantice obtener 25 pS/m mínimo con el método ASTM D2624.

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.
- i) 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.

D7/CH2010-03

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 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 ó 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 ebullentes.

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.

D8/CH2010-03

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 a 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.

D9/CH2010-03

Sistema integral de administración de integridad y confiabilidad de instalaciones vinculadas al proceso de Logística de Hidrocarburos y Derivados de PEMEX.

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar un sistema informático integral que cuente con programas de evaluación de riesgo y confiabilidad de ductos e instalaciones para sustentar la administración de integridad de la infraestructura vinculada al proceso de Logística de Hidrocarburos y Derivados de PEMEX. Dicho sistema deberá permitir anticipar las condiciones de riesgo y confiabilidad de los ductos de transporte y recolección de hidrocarburos, incluyendo componentes e instalaciones superficiales, tales como válvulas, trampas de diablos, estaciones de bombeo, compresión, regulación/medición, terminales de almacenamiento / reparto y terminales marítimas.

Antecedentes

Actualmente, se cuenta con programas para evaluar el riesgo en ductos y algunas aplicaciones específicas para tanques y bombas. Estos programas son ofrecidos como licenciamientos para PEMEX y limitan su aplicación exclusivamente para los sistemas de ductos, con algunas aplicaciones específicas para componentes de instalaciones (tanques y bombas)

Tomando en cuenta que la infraestructura del proceso de logística debe verse como un sistema integral, la DCO PEMEX desarrolló un modelo de evaluación de riesgo y confiabilidad para estaciones de bombeo. Este modelo permitió identificar la versatilidad de la metodología aplicada, para evaluar instalaciones con procesos diferentes. Para maximizar el valor de la evaluación de riesgo y confiabilidad, se identificaron las aplicaciones requeridas en los Organismos Subsidiarios, junto con las metodologías más adecuadas de análisis.

Actualmente, los Organismos Subsidiarios siguen realizando esfuerzos aislados para evaluar la confiabilidad de sus instalaciones, lo que dificulta la homologación de esta práctica dentro de la empresa, ya que los programas de análisis no están diseñados para las necesidades de PEMEX, sino que tienen que configurarse y adaptarse según las necesidades del usuario.

La tendencia internacional en la industria de logística de hidrocarburos y derivados, indica que los modelos de análisis cada vez tienen un papel más importante en la toma de decisiones para jerarquizar e invertir en acciones enfocadas a la integridad y confiabilidad de instalaciones.

En junio del 2010, entró en vigor la NOM-027-SESH-2010 referente a la “Administración de Integridad en Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos”, en donde se establece un proceso que vincula los resultados de la evaluación de riesgo con la planeación de la evaluación de integridad de los ductos, así como su programación y ejecución para eliminar defectos que pueden traducir en eventos no deseados.

Por lo anterior, se anticipa que a mediano plazo, se aplicará un esquema similar para las instalaciones superficiales, en donde será necesario documentar y analizar las condiciones de confiabilidad asociadas, para operar de manera segura.

Descripción de la problemática tecnológica.

El alcance, etapas y duración del desarrollo se tienen muy claros y bien dimensionados, ya que se cuenta con el antecedente de los algoritmos de análisis desarrollados en PGPB y en la DCO PEMEX, principalmente.

Del modelo de evaluación de confiabilidad que se desarrolló para estaciones de bombeo, se puede aprovechar la topología considerada para extender su uso en estaciones de compresión. Asimismo, dentro de los componentes del modelo, ya se tienen identificados algunos de ellos, que también son aplicables para las instalaciones de las Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR's) y Terminales Marítimas. De estas dos últimas instalaciones todavía se requiere desarrollar los algoritmos de más componentes para obtener su configuración completa.

Existen diferentes metodologías que permiten solventar las necesidades de análisis de PEMEX para sustentar sus decisiones de inversión en integridad y confiabilidad de instalaciones. El desarrollo de nuevos modelos de riesgo y confiabilidad, particularmente para instalaciones, implica la configuración de diferentes metodologías o la combinación de más de una de ellas.

Derivado de lo anterior, es necesario desarrollar programas de evaluación que consideren las metodologías más adecuadas con su justificación técnica correspondiente, alcance y aplicación.

Los programas de análisis que se desarrollen, deberán permitir a todos los usuarios de Petróleos Mexicanos reflejar las condiciones de sus instalaciones, desde el diseño, hasta las condiciones actuales, mediante la activación o desactivación dinámica de los módulos o componentes disponibles en cada aplicación, con sus correspondientes validaciones. Asimismo, deberán formar parte de un sistema informático integral que además sea compatible con los sistemas de información existentes en PEMEX.

El alcance contemplado del sistema informático considera el desarrollo de programas de evaluación de riesgo y confiabilidad para:

- Ductos de transporte, recolección y playeros – con base a las referencias de Administración de Integridad”, API 1160, ASME B31.8S y NOM-027-SESH-2010
- Estaciones de bombeo
- Estaciones de compresión
- Estaciones de regulación / medición
- Evaluación de vulnerabilidad de instalaciones
- Inspección basada en riesgo
- Administración de integridad de ductos (PAID – plan de administración de integridad de ductos: herramienta de seguimiento de desempeño)
- Terminales de almacenamiento y reparto
- Terminales marítimas
- Administración y seguimiento de las modalidades de transporte de hidrocarburos a través de autotanques y carrotanques

El desarrollo implica retomar las aplicaciones disponibles, es decir, los algoritmos de los modelos de riesgo que actualmente se tienen para ductos y estaciones de bombeo, más las necesidades identificadas para completar la infraestructura relacionada con el proceso de logística.

Objetivos.

Desarrollar un conjunto de programas de análisis, integrados en un sistema informático que permita realizar de manera homologada las evaluaciones de integridad y confiabilidad de la infraestructura de logística.

Proporcionar una capacidad de respuesta eficiente a PEMEX y organismos subsidiarios durante situaciones de emergencia, para entidades gubernamentales y población en general.

Coadyuvar en la implantación del Plan de Administración de Integridad de Ductos (PAID), garantizando la operación, segura, confiable, rentable y sustentable del proceso de logística, a través de la administración de integridad y confiabilidad de la infraestructura asociada a las diferentes modalidades del proceso, mediante el desarrollo e implementación de un sistema informático experto único en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Demostrar a la autoridad el cumplimiento de la NOM-027-SESH-2010 de manera homologada, mediante el uso de un sistema informático único en PEMEX y Organismos Subsidiarios, vinculado a los sistemas de información institucionales, con un alto grado de certidumbre y calidad en la información contenida en las bases de datos.

Evaluar el riesgo y la confiabilidad de la infraestructura asociada a las diferentes modalidades del proceso, de manera homologada.

Romper con la dependencia que tiene PEMEX y sus Organismos Subsidiarios con terceros para realizar evaluaciones de integridad y confiabilidad de sus ductos e instalaciones, manteniendo la propiedad de sus bases de datos.

Metas.

- a. Contar con un sistema informático de evaluación de integridad y confiabilidad, eficiente y amigable, que permita homologar esta práctica en Petróleos Mexicanos a través del involucramiento del personal de los centros de trabajo y sectores de ductos
- b. Contar con expertos capaces de asimilar la tecnología desarrollada en el proyecto y difundirla en las áreas usuarias de PEMEX
- c. Contar con expertos con conocimiento actualizado y vigente, capaces de dirigir el desarrollo de sistemas de apoyo para la toma de decisiones en evaluación de integridad y confiabilidad de ductos y sus instalaciones, dentro de PEMEX
- d. Fomentar la investigación y desarrollo de sistemas de evaluación y simulación de integridad y confiabilidad de instalaciones, en donde se puedan modelar las instalaciones de PEMEX
- e. Reducir los costos que se cubren por realizar estudios de riesgo y confiabilidad de ductos e instalaciones, desarrollo de módulos o algoritmos adicionales y pago de licenciamiento por uso de programas comerciales

Entregables.

Un sistema informático en productivo formado de los siguientes programas, aplicaciones y funcionalidades para sustentar el proceso de “Administración de Integridad y Confiabilidad de Infraestructura Asociada a las Diferentes Modalidades de Logística:

- Programa para evaluar las condiciones de integridad y confiabilidad de la infraestructura asociada al proceso de logística, tomando en cuenta la normatividad nacional e internacional referente a temas tales como: administración de integridad; confiabilidad, diseño, construcción, operación, inspección, mantenimiento, inspección basada en riesgo y seguridad de sistemas de transporte.
- Programa para simular escenarios de control y/o reducción de riesgo en sistemas de ductos e instalaciones, con capacidad de evaluar costos y beneficios de actividades específicas.
- Programa para evaluar defectos en ductos y actualizar condiciones de operación.
- Programa para generar modelos específicos de riesgo y confiabilidad, mediante el uso del sistema @DitPEMEX
- Funcionalidad para generar hojas de alineación de los resultados de las evaluaciones de riesgo con información de la base de datos (reportes, resultados y gráficos)
- Programa para la actualización y personalización de algoritmos existentes, uso de nuevos algoritmos, ajustes y calibraciones de modelos mejorados, entre otros.
- Funcionalidad para conservar un histórico de las condiciones de integridad y confiabilidad de la infraestructura asociada al proceso, incluyendo resultados de estudios anteriores.
- Programa para realizar el análisis estadístico de eventos documentados para ponderar amenazas en los algoritmos de riesgo
- Capacidad para generar reportes en diferentes formatos, a través de indicadores de resultados y de desempeño el avance en la implementación de sistemas de administración de integridad y confiabilidad, incluyendo comparativos entre periodos pasados, actuales y futuros (pronóstico del estado de integridad y confiabilidad).
- Reportar en diferentes formatos, de manera resumida y/o detallada cada etapa de cumplimiento de la NOM-027-SESH-2010 para el caso de ductos y la que aplique al resto de las modalidades de logística.
- Esquema de transferencia y asimilación de la tecnología a través de un grupo integrado por personal de PEMEX para tal propósito.

- Desarrollo de una base documental formada de Guías, manuales, material y documentación necesaria para respaldar la transferencia y asimilación de tecnología
- Formación de usuarios del sistema integral, enfocado al apoyo de los expertos en el sistema, quienes tendrán como responsabilidad tomar decisiones con los resultados del sistema.

Adicional a lo anterior, se deberá considerar:

- Registro de la(s) patente(s) que resulten del proyecto de desarrollo, en donde se mencione el apoyo recibido por parte de la SENER, CONACYT y PEMEX y Organismos Subsidiarios.
- Dado que se considera la entrega de un sistema informático en productivo, es necesario que se proponga una arquitectura funcional del sistema, que considere el arreglo más adecuado, que permita comunicación con los sistemas de información disponibles en PEMEX.
- Tomando en cuenta la robustez que se anticipa tener en las bases de datos de los modelos y los algoritmos, se deberá plantear la infraestructura necesaria para solventar el número de usuarios establecido por PEMEX, que para este caso se estima en más 200 usuarios dado el carácter multidisciplinario del sistema, con flexibilidad suficiente para incrementar el número de usuarios. Es recomendable que se consideren ambientes de desarrollo y prueba y ambiente productivo.

PEMEX proporcionara los requisitos de funcionalidad del sistema, con base a número de usuarios y comunicación con otros sistemas, principalmente.

Plazo de ejecución sugerido.

Tomando en cuenta la cantidad de aplicaciones y funcionalidades que formarán parte del alcance, se estima una duración aproximada de 3 años.

Aplicabilidad

De acuerdo al desarrollo del proyecto, se espera que se vayan liberando programas conforme se vayan concluyendo, para que al final formen parte del sistema informático integral, que deberá quedar liberado y en productivo con todas sus aplicaciones al final del proyecto. La

implantación en los organismos subsidiarios, incluirá la capacitación de usuarios en los centros de trabajo, para que sea adoptado como sistema institucional para administración de integridad y confiabilidad de los sistemas de ductos e instalaciones vinculadas al proceso de logística.

La información integrada en las bases de datos de las aplicaciones previas, será aprovechada para migrarlas al nuevo sistema, que formará la base para las iniciativas de integridad y confiabilidad operacional de PEMEX

Se tienen identificadas las siguientes áreas de PEMEX y organismos subsidiarios como usuarios potenciales del sistema informático integral:

Organismo	Área
PEMEX Exploración - Producción	Región Marina Norte – Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Marina Sur – Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Marina Noreste – Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Marina Suroeste – Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Subdirección de Distribución y Comercialización
PEMEX Refinación	Subdirección de Distribución <ul style="list-style-type: none"> • Gerencia de Transporte por Ducto • Gerencia de Operación Marítima y Portuaria • Gerencia de Transporte Terrestre Subdirección de Almacenamiento y Reparto: Centro, Norte, Golfo y Pacífico
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	Subdirección de Ductos <ul style="list-style-type: none"> • Gerencia de Operación • Gerencia de Mantenimiento
DCO PEMEX	Subdirección de Coordinación de Transporte por Ducto (Logística)