

Convocatoria 2010-02 del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos DEMANDAS ESPECIFICAS

INDICE

1. *D1/CH2010-02.* Metodología de Análisis Especiales de Núcleos, Muestras de Canal y Fluidos
2. *D2/CH2010-02.* Modelado petrofísico mediante la aplicación de registros geofísicos de pozo
3. *D3/CH2010-02.* Desarrollo de modelos geomecánicos y de presión de poro, obtenidos a partir de información disponible en campos
4. *D4/CH2010-02.* Mejoramiento o desarrollo de atributos sísmicos que ligen datos puntuales de pozos a todo un campo en estudio
5. *D5/CH2010-02.* Generación de vapor in-situ para la explotación de yacimientos petroleros con acuífero asociado
6. *D6/CH2010-02.* Aplicaciones de minería de datos en la explotación de yacimientos petroleros
7. *D7/CH2010-02.* Caracterización e identificación de heterogeneidades en un cubo sísmico mediante el empleo de redes neuronales no supervisadas
8. *D8/CH2010-02.* Determinación de correlaciones experimentales para la caracterización de crudos pesados
9. *D9/CH2010-02.* Procesos de RM en yacimientos carbonatados fracturados de alta salinidad y temperatura con base en el diseño, desarrollo y escalamiento de productos químicos ad hoc
10. *D10/CH2010-02.* Desarrollo de tecnología para la generación de vapor en fondo de pozo
11. *D11/CH2010-02.* Determinación de la saturación de aceite remanente en la zona de gas y la zona invadida por agua en yacimientos naturalmente fracturados
12. *D12/CH2010-02.* Tecnologías para la administración del hidrógeno
13. *D13/CH2010-02.* Desarrollo de aditivos para disminuir fricción en ductos.
14. *D14/CH2010-02.* Tecnologías para determinar y mitigar impactos en las instalaciones y transporte de ductos
15. *D15/CH2010-02.* Sistema integral de administración de integridad y confiabilidad de instalaciones vinculadas al proceso de Logística, Transporte y Distribución (LTD)
16. *D16/CH2010-02.* Adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos con "WIDE AZIMUTH" para la obtención de mapas de tendencia de fracturas

D1/CH2010-02.

Metodología de Análisis Especiales de Núcleos, Muestras de Canal y Fluidos

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar y aplicar metodologías no tradicionales para análisis de núcleos, enfocadas a definir con mayor precisión las características litológicas, petrográficas, petrofísicas y mecánicas de las rocas que sustentan la exploración y explotación petrolera.

ANTECEDENTES

Los análisis convencionales de núcleos de fondo o de pared tomados de los pozos, permiten obtener información directa de las características de la roca, como propiedades de yacimiento (presión capilar, permeabilidad relativa), eléctricas (índice de resistividad, factor de formación), petrográficas (catodoluminiscencia, fluorescencia, espectroscopia infrarroja, difracción de rayos X), petrofísicas (porosidad, nivel de fracturamiento, saturación de fluidos, permeabilidad) y descripción geológica, etc. A partir de ésta, se puede optimizar el conocimiento geológico del entorno del pozo. Sin embargo, en algunas ocasiones la información de los análisis rutinarios no es suficiente para caracterizar las rocas en su totalidad o para identificar los patrones de flujo a través de ellas. Los análisis especiales de núcleos, muestras de canal y fluidos, por su parte, proveen información adicional del entorno geológico del pozo, como pruebas de desplazamiento, mojabilidad, compresibilidad de la roca, análisis isotópicos, granulometría, entre otros. Igualmente, pueden proveer información sobre características de fluidos y propiedades mecánicas.

En México, las muestras de núcleo y de canal se someten a análisis rutinarios de petrografía, paleontología, porosidad, permeabilidad y otros, que pueden ser suficientes para la caracterización de la roca, pero se requieren análisis complementarios que determinen otras propiedades importantes para comprender mejor la causa del movimiento de fluidos a través de ellas y su potencial en la producción de hidrocarburos.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Las metodologías y herramientas para análisis especiales de núcleos, de muestras de canal y de fluidos se desarrollan y actualizan permanentemente en los centros de investigación. Con ellas, PEMEX Exploración y Producción podrá contar con datos complementarios para evaluar mejor el potencial petrolífero de sus cuencas sedimentarias y la productividad de sus yacimientos.

El análisis especial de núcleos, de muestras de canal y de fluidos obtenidos de pozos, consiste a grandes rasgos en evaluar

formaciones geológicas con herramientas y metodologías especializadas, como difracción de rayos X, rayos gamma y microscopía de barrido de electrones, entre otras. La información obtenida permite optimizar el conocimiento acerca del movimiento de fluidos en las rocas y su potencial en la producción de hidrocarburos. De esta manera, se estima con mayor certidumbre el volumen de reservas del yacimiento, se predice la productividad del pozo y se definen con mayor seguridad los modelos predictivos de las áreas con mayor oportunidad para la delimitación o desarrollo de un yacimiento.

OBJETIVOS

Aplicar metodologías de análisis especiales de núcleos, de muestras de canal y de fluidos para una mejor comprensión del potencial petrolífero de las cuencas sedimentarias y la productividad de sus yacimientos.

METAS

Los análisis especiales de núcleos, de muestras de canal y de fluidos, como pruebas de desplazamiento, mojabilidad, compresibilidad de la roca, análisis isotópicos, granulometría, entre otros, permitirán obtener propiedades adicionales a las medidas a partir de análisis convencionales, y de esta manera mejorar la caracterización del yacimiento y aumentar la certidumbre de localizaciones a perforar.

Lo anterior podría contribuir a optimizar la evaluación de reservas de hidrocarburos y predecir con mayor certidumbre la productividad de un pozo. Por ejemplo, el análisis especial de núcleos de un pozo exploratorio en áreas frontera de los campos de Cantarell podría contribuir a incorporar un volumen de reserva de 15 mmbpce, lo que representa un valor presente neto de aproximadamente 300 millones de dólares.

ENTREGABLES

- Reporte de selección de núcleos, de muestras de canal y de fluidos (ubicación, cantidad, características etc.)
- Análisis especiales de núcleos, de muestras de canal y de fluidos : pruebas de desplazamiento, mojabilidad, compresibilidad de la roca, análisis isotópicos, granulometría, entre otros
- Interpretación de resultados de análisis de núcleos, de muestras de canal y de fluidos
- Informe final que incluya informe de pruebas, calibraciones y ajustes
- Personal de PEP capacitado en la metodología de análisis especiales de núcleos, de muestras de canal y de fluidos

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

La implementación de esta tecnología requiere de 24 meses aproximadamente.

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, Cazonas, Lamprea, Lankahuasa, Sardina
- Sur: Julivá-Comalcalco, Litoral de Tabasco Mesozoico, Cuichapa, Macuspana, Malpaso, Reforma, Simojovel

D2/CH2010-02.

Modelado petrofísico mediante la aplicación de registros geofísicos de pozo

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Aplicar y asimilar en PEMEX Exploración y Producción las metodologías para el modelado petrofísico a partir de registros geofísicos, enfocadas a definir con mayor precisión los parámetros petrofísicos del yacimiento.

ANTECEDENTES

El modelado petrofísico involucra la edición y análisis de los registros de pozos, así como la utilización de diferentes algoritmos especiales, con el propósito de reducir la incertidumbre en la distribución y contenido de fluidos de los yacimientos. Las propiedades elásticas, tales como velocidad, densidad, impedancias y la razón V_p/V_s , juegan un papel importante en la caracterización de yacimientos. Para analizar estas propiedades, la física de rocas es el puente que relaciona las propiedades elásticas a las propiedades del yacimiento, como saturación de agua, porosidad, fracturamiento, volumen de arcilla. La física de rocas es una herramienta indispensable para una interpretación eficiente proporcionando una relación básica entre litología, fluidos y ambiente de depósito.

En México, los registros geofísicos de pozo se toman de manera rutinaria y pueden ser suficientes para la caracterización de las propiedades físicas alrededor del pozo. Bajo ciertas condiciones, sin embargo, se requiere estudios de mayor resolución que permitan construir modelos petrofísicos confiables para identificar zonas productivas, distinguir hidrocarburos y agua en yacimientos y estimar reservas de hidrocarburos.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

A partir de la información de registros geofísicos se puede obtener una evaluación petrofísica que permita establecer el tipo de roca a través de la distribución de minerales, geometría del poro, porosidad, fracturamiento, unidades de flujo y saturación de fluidos. Con la información anterior, mediante la física de rocas, es posible modelar las curvas de densidad, velocidad P y velocidad S, y realizar la substitución de fluidos con diferentes escenarios de saturación de agua y/o hidrocarburos. Con las curvas modeladas es posible obtener sus respectivas curvas de impedancias, las cuales pueden ser utilizadas para estudios de inversión sísmica. Los modelos de física de roca pueden ser utilizados para interpretar las velocidades sónicas observadas y las velocidades sísmicas en términos de los parámetros de yacimiento, y también pueden ser utilizados para extrapolar más allá del rango observado, para predecir ciertos escenarios en términos de substitución de fluidos.

OBJETIVOS

Aplicar metodologías para la construcción de modelos petrofísicos a partir de registros geofísicos, para una mejor caracterización de los yacimientos.

METAS

Los modelos petrofísicos, obtenidos a partir de información de registros geofísicos, permitirán mejorar la identificación de características geológicas de pozo y de volúmenes y caracterizar de manera robusta los yacimientos.

Lo anterior podría contribuir a optimizar la evaluación de reservas de hidrocarburos y predecir con mayor certidumbre la productividad de un pozo. Por ejemplo, el modelado petrofísico de los campos de Cantarell podría contribuir a incorporar un volumen de reserva de 15 mmbpce, lo que representa un valor presente neto de aproximadamente 300 millones de dólares.

ENTREGABLES

- Modelos petrofísicos robustos y confiables del yacimiento en estudio, extrapolado de la información de pozo
- Interpretación de datos de registros geofísicos de pozo
- Informe final que incluya informe de pruebas, calibraciones y ajustes
- Personal de PEP capacitado en la metodología para la construcción de modelos petrofísicos robustos

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

La implementación de esta tecnología requiere de 24 meses aproximadamente.

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, Cazonas, Lamprea, Lankahuasa, Sardina
- Sur: Julivá-Comalcalco, Litoral de Tabasco Mesozoico, Cuichapa, Macuspana, Malpaso, Reforma, Simojovel

D3/CH2010-02.

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

D4/CH2010-02.

Mejoramiento o desarrollo de atributos sísmicos que ligen datos puntuales de pozos a todo un campo en estudio

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Adquirir, asimilar o adoptar en PEMEX Exploración y Producción las capacidades, metodologías y herramientas para desarrollar atributos sísmicos que ligen datos puntuales de pozos a todo un campo en estudio

ANTECEDENTES

Los modelos de fracturamiento son necesarios para el desarrollo adecuado de campos. Para construirlos, se requiere conocer las propiedades geológicas y geofísicas del campo. Los atributos sísmicos permiten mapear dichas propiedades a partir de la información puntual de pozos.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Los atributos sísmicos son propiedades medibles de los datos sísmicos que ayudan a visualizar y cuantificar características de interés para la interpretación. La información de atributos de los datos sísmicos, integrada con información de pozo, permite mapear las propiedades físicas de toda el área cubierta por la sísmica (p. ej., un campo en estudio) a partir de la información puntual de pozos.

OBJETIVOS

Desarrollar o mejorar metodologías de atributos sísmicos que permitan mejorar la interpretación de información sísmica.

METAS

Mejorar la caracterización del yacimiento y la definición del modelo geológico y apoyar el desarrollo óptimo del campo

ENTREGABLES

- Personal de PEP capacitado en las metodologías y algoritmos para obtener y utilizar atributos sísmicos

- Algoritmos y metodologías para atributos sísmicos
- Mapas de atributos sísmicos
- Mapeo de propiedades físicas de todo un campo a partir de datos puntuales de pozos
- Localizaciones y trayectorias óptimas de pozos exploratorios

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

El desarrollo de esta tecnología requiere de 24 meses aproximadamente.

APLICABILIDAD

Región	Proyectos de inversión
Región Marina Noreste	Campeche Oriente
Región Marina Suroeste	Campeche Poniente Golfo de México B Coatzacoalcos Litoral de Tabasco Marino
Región Norte	Aceite Terciario del Golfo Veracruz Golfo de México Sur

D5/CH2010-02.

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 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/CH2010-02.

Aplicaciones de minería de datos en la explotación de yacimientos petroleros

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar técnicas o aplicaciones de minería de datos o inteligencia artificial que permitan analizar la información o datos técnicos de diferentes procesos de negocio de la explotación de hidrocarburos, y con base en ello identificar tendencias o patrones y/o generar conclusiones y recomendaciones orientadas a la identificación de soluciones que permitan mejorar la eficiencia de dichos procesos de negocio. El alcance del proyecto incluye la identificación de los procesos de negocio a analizar; la identificación, recolección y análisis de los datos e información necesaria; la selección de las técnicas o aplicaciones de minería de datos a utilizar y/o desarrollar, el análisis de la información o datos técnicos con las técnicas o aplicaciones de minería de datos identificadas y/o desarrolladas y la generación de conclusiones y recomendaciones.

ANTECEDENTES

Es del interés de PEP, dada la madurez alcanzada por la explotación de la mayoría de sus campos, probar técnicas alternativas de recuperación de aceite que le permitan atenuar la tendencia en la declinación de la producción e incrementar el factor de recuperación de aceite. Al día de hoy, más de dos terceras partes del hidrocarburo producido provienen de yacimientos donde el mantenimiento de presión es la principal estrategia de producción; en un poco menos de la tercera parte fluye por medios naturales y sólo una pequeña fracción proviene como resultado de la aplicación de técnicas de recuperación mejorada. Toda esta actividad ha generado a lo largo de la historia de explotación de los yacimientos una gran cantidad de información y datos técnicos que cada vez es más difícil de analizar para extraer de ella información valiosa para la identificación de soluciones a los problemas existentes en los procesos de explotación.

Algunos problemas asociados con el análisis de estos grandes volúmenes de información son que frecuentemente es difícil identificar patrones en los datos a primera vista. Además, los analistas humanos tardarían mucho tiempo en descubrir patrones a partir de esta información. Finalmente puede darse el caso de que muchos de los datos no sean analizados en lo absoluto. De esta manera, las técnicas tradicionales de análisis pueden no haber sido adecuadas debido a factores como: la abundancia de datos, la alta dimensionalidad de los mismos, es decir varios parámetros involucrados, y su naturaleza heterogénea y distribuida.

La aplicación de técnicas de minería de datos (DM) o inteligencia artificial (AI) fue inicialmente propuesta para mejorar la capacidad y la eficiencia de análisis de grandes cantidades de información o datos técnicos. Posteriormente, surgieron muchas aplicaciones en proyectos de explotación de hidrocarburos en los que la minería de datos permitió obtener mejores análisis de

datos y mejores recomendaciones para incrementar la eficiencia de la explotación de los yacimientos. Las siguientes son algunas de las técnicas de DM&AI que se han aplicado en la industria en general:

- Lógica difusa
- Redes neuronales
- Algoritmos genéticos
- Sistemas expertos
- Ontologías
- Sistemas multi agentes
- Técnicas híbridas

Las aplicaciones que se han dado a las técnicas anteriores incluyen:

- Caracterización de yacimientos
- Ubicación de pozos
- Interpretación sísmica
- Calidad del dato
- Generación de registros geofísicos especiales
- Optimización de fracturamiento hidráulico

En los próximos diez años se anticipa que el empleo de técnicas de DM&AI se incrementará significativamente y permitirá desarrollar herramientas para la toma de decisiones a lo largo de toda la cadena de valor de exploración y producción de hidrocarburos.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Asimilar y/o desarrollar técnicas o aplicaciones de minería de datos e inteligencia artificial que permitan analizar la información o datos técnicos de diferentes procesos de negocio de la explotación de hidrocarburos, y con base en ello identificar tendencias o patrones y/o generar conclusiones y recomendaciones orientadas a la identificación de problemas y soluciones que permitan

mejorar la eficiencia de dichos procesos de negocio. Incluye la identificación de los procesos de negocio a analizar; la identificación, recolección y análisis de los datos e información necesaria; la selección de las técnicas o aplicaciones a utilizar y/o desarrollar, el análisis de la información con las técnicas identificadas y/o desarrolladas y la generación de conclusiones y recomendaciones.

OBJETIVOS

Analizar grandes cantidades de datos técnicos de los procesos de negocio de E&P para identificar tendencias o patrones y/o generar conclusiones y recomendaciones orientadas a la identificación de soluciones a los problemas existentes a lo largo de la cadena de valor, que permitan mejorar la eficiencia de dichos procesos de negocio de E&P.

METAS

- Contar con por lo menos cuatro aplicaciones de DM&AI en diferentes procesos de negocio de E&P.
- Generar el conocimiento y los cuadros de especialistas que permitan el desarrollo y la aplicación de la especialidad en la industria petrolera.
- Desarrollar aplicaciones para identificar soluciones que permitan incrementar la recuperación final de hidrocarburos en por lo menos 1 %.
- Desarrollar aplicaciones para identificar soluciones que permitan incrementar la producción diaria de hidrocarburos en por lo menos 4%.

ENTREGABLES

- Informes sobre el avance y conclusión de las actividades que demuestren el cumplimiento de los objetivos y de las metas descritas en el proyecto.
- Patentes y/o derechos de autor.
- Archivos fuente y ejecutables de las diferentes aplicaciones desarrolladas.
- Talleres de transferencia tecnológica a personal de Pemex

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

Las técnicas de DM&AI asimiladas y/o desarrolladas se aplicarán para el análisis de grandes cantidades de datos técnicos de procesos de negocio de E&P para la identificación de soluciones que contribuyan a su optimización en cuanto a incremento de reservas, incremento de producción, incremento de la recuperación final y reducción de costos.

D7/CH2010-02.

Caracterización e identificación de heterogeneidades en un cubo sísmico mediante el empleo de redes neuronales no supervisadas

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Mejorar la capacidad en la búsqueda y detección de fallas y fracturas en cubos sísmicos a partir de cambios en la geometría de este y sus relaciones petrofísicas con yacimientos existentes.

ANTECEDENTES

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

Por tal motivo, el estudio a distintas escalas de las fallas y fracturas en cubos sísmicos se convierte en un reto formidable a la par de establecer relaciones analíticas con los yacimientos ya establecidos en dichas regiones a partir de sus propiedades petrofísicas.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Actualmente, Pemex se encuentra en una etapa de análisis del proceso de integración de las propiedades petrofísicas de yacimientos con la relación de fallas y fracturas en dicho entorno.

Asimismo, no se tiene ningún simulador que tome en cuenta el cambio en las propiedades petrofísicas de la roca con respecto a la relación de cercanías de fallas y fracturas en el entorno del yacimiento.

OBJETIVOS

Desarrollar métodos ligeros computacionalmente para la clasificación de patrones en cubos de datos sísmicos. Dichos patrones

corresponderán a propiedades petrofísicas obtenidas a partir de la correlación entre señales sísmicas y registros de pozos.

METAS

- Contribución para cumplir los objetivos estratégicos. Una mejor caracterización de los yacimientos dará mayor certidumbre en las cuotas de producción establecidas.
- Mejorar los resultados de desarrollo de reservas.
- Formación de capacidades en PEMEX. El desarrollo de este proyecto permitirá al personal aplicar nuevas metodologías y mejores prácticas en la administración de yacimientos.

ENTREGABLES

- Informe y descripción del modelo numérico de simulación que incorpore el comportamiento de fallas y fracturas del cubo sísmico y su relación con ciertas propiedades petrofísicas de los estratos de interés.
- Software de exploración y manual de usuario

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

El simulador, objetivo de este proyecto, se empleará para la caracterización del cubo sísmico y su relación petrofísica en campos del Activo como Aceite Terciario del Golfo y Ku-Maloob-Zaap.

D8/CH2010-02.

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:

- Elaboración de mezclas sintéticas de los crudos producidos por PEP.
- Analizar alrededor de 60 muestras de crudo entre corrientes base y mezclas de crudos con calidad de 8 a 40 °API.
- Revisión de los métodos analíticos ASTM y UOP para definir su aplicación en la caracterización de crudos pesado y extra pesado.
- Incorporación de tácticas espectroscópica infrarrojo y Raman para determinación de propiedades químicas.

- *Caracterización de crudos pesados, extra pesados y mezclas con crudos ligeros* (Assay y propiedades reológicas, resonancia magnética nuclear, destilación TBP y Destilación Simulada, emisión de plasma).
- 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.
- Desarrollo de software para predicción de propiedades físico-químicas de mezclas.

Nota: Las condiciones de operación para los muestreos y pruebas a realizar, serán en un rango de Presión Atmosférica hasta 80 Kg/Cm² y Temperatura de 15 a 80 °C.

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).
- Reportes de estudios reológicos.
- Reporte de resonancia magnética nuclear para determinación de composición química.
- Reportes de destilación simulada y True Boiling Point (TBP) correlación entre ambas destilaciones.
- Determinación de parámetros de correlación y coeficientes de interacción de mezcla.
- Reporte de pruebas dinámicas y estáticas sobre la estabilidad y compatibilidad de mezcla.
- Estudio del efecto de la composición química del asfalteno sobre la viscosidad.
- Software para predicción de propiedades físico-químicas de mezclas.

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 18 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.

D9/CH2010-02.

Desarrollo a escala de laboratorio de procesos de RM en medios carbonatados fracturados de alta salinidad y temperatura con base en el diseño y desarrollo de productos químicos ad hoc

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Incrementar los factores de recuperación de aceite remanente en yacimientos naturalmente fracturados de alta salinidad y alta temperatura. Se propone la aplicación de productos químicos diseñados específicamente para las condiciones del yacimiento seleccionado. Adicionalmente, se deberán considerar los retos asociados a la aplicación del proceso en los yacimientos situados costa afuera. El proceso integral consiste en la aplicación de nuevos productos químicos tanto en la zona del casquete de gas como en la zona invadida por agua para reducir el aceite remanente y también incrementar la vida productiva de pozos maduros.

Las etapas que deberán integrar el proyecto son: El diseño y la síntesis de nuevos productos químicos, la evaluación del desempeño a escala de laboratorio en condiciones de yacimiento, el escalamiento industrial de los nuevos productos.

ANTECEDENTES

Se tiene evidencia documental de la aplicación exitosa de procesos de recuperación mejorada por inyección de químicos en yacimientos homogéneos, esto motiva al diseño de procesos de inyección de productos para yacimientos fracturados. Sin embargo, las condiciones extremas de temperatura y salinidad, además de la litología que presentan los yacimientos mexicanos, determina la demanda específica de encontrar nuevos productos químicos que permitan la viabilidad de estos procesos en yacimientos con las condiciones mencionadas.

Con el desarrollo de este tipo de procesos, se deberá incrementar los factores de recuperación de hidrocarburos de los yacimientos naturalmente fracturados con alta salinidad y temperatura.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Identificar los factores que permitan modificar favorablemente los mecanismos que rigen la distribución de fluidos en medios fracturados para incrementar la producción de hidrocarburos.

Diseñar los productos químicos mediante la modelación molecular y la simulación computacional, así como el desarrollo de modelos teóricos, donde se deberá considerar las interacciones y fenómenos en los niveles molecular, mesoscópico y

termodinámico.

Determinar la ruta óptima de síntesis en términos de disponibilidad de materia prima, rendimiento y factibilidad de escalamiento.

Desarrollar las metodologías a escala de laboratorio que permitan la evaluación del desempeño de los nuevos productos químicos a condiciones de yacimiento. La evaluación deberá incluir la determinación de las propiedades fisicoquímicas (tensión interfacial, ángulo de contacto, adsorción, comportamiento reológico, difusión y comportamiento PVT), y la realización de pruebas en núcleos (imbibición natural, permeabilidad relativa, presión capilar, desplazamientos).

Diseñar el proceso para el escalamiento industrial de los productos químicos desarrollados.

OBJETIVOS

Comprender los mecanismos que definen la distribución de fluidos en medios fracturados, para identificar los factores que permitan modificarlos favorablemente para incrementar la producción de hidrocarburos.

Mostrar que los procesos de recuperación mejorada por inyección de productos químicos son una opción viable para su aplicación en yacimientos carbonatados fracturados con condiciones extremas de salinidad y temperatura.

Extender la vida productiva de pozos maduros cercanos al contacto gas-aceite y aceite-agua.

Establecer las bases científicas y tecnológicas que normen la instrumentación de los procesos de recuperación mejorada por inyección de productos químicos en nuestro país.

Potencializar y consolidar el grupo de especialistas para la mejora continua de los procesos y tecnologías, manteniendo así la vanguardia en su desarrollo.

METAS

Contar con tecnología nacional para aumentar los factores de recuperación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados a condiciones de alta salinidad y temperatura a través de la inyección de nuevos productos químicos.

ENTREGABLES

- Diseño y síntesis del proceso para obtener el producto químico
- Informe y resultados del escalamiento a nivel industrial.
- Reporte del análisis técnico-económico de la prueba

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

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

D10/CH2010-02.

Desarrollo de tecnología para la generación de vapor en fondo de pozo.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Incrementar las reservas a partir de la extracción de aceite matricial por medio del desarrollo de tecnología basada en la inyección de vapor generado en fondo de pozo, en yacimientos profundos donde la inyección de vapor desde superficie no es operativamente eficiente. El principio en donde se sustenta la expulsión del aceite depositado en matriz, es en el efecto térmico.

Para lograr el objetivo se propone, el desarrollo de un generador de vapor de fondo, que opere bajo la tecnología de combustión rápida de alta presión y temperatura, con la facilidad de alojarse en la terminación de la tubería de producción y controlarse desde superficie, con el propósito de generar vapor en el fondo del pozo e inyectarlo de forma continua en las inmediaciones de la formación. El proceso integral requiere el desarrollo de tres elementos principales: 1) el diseño y la construcción del generador de vapor de fondo, 2) el desarrollo de un sistema de control automático y monitoreo para el control y la supervisión en tiempo-real de la operación, 3) el desarrollo de un software para el diseño del programa de inyección, fundamentado en la caracterización teórico-experimental del proceso de transporte del vapor para diferentes tipos de formaciones.

Las etapas que deberán integrar el proyecto son: diseño y construcción del sistema de inyección (incluyendo el generador de vapor), caracterización experimental de la inyección de vapor en el medio poroso, evaluación experimental a escala de laboratorio a condiciones de yacimiento, escalamiento del sistema por leyes de similaridad, así como el diseño, ejecución y evaluación de una prueba piloto en campo.

ANTECEDENTES

La inyección de vapor desde superficie es eficiente hasta profundidades no mayores a los 700 m., más allá de los 700 m., la entalpía del vapor tiene un drástico decremento por la pérdida de calor que tiene lugar durante el proceso de transporte desde superficie hasta el intervalo productor, lo cual da como consecuencia que la mayoría de vapor llegue al fondo del pozo por abajo de las condiciones de saturación, es decir en forma de agua caliente. La generación de vapor en fondo de pozo se muestra como una alternativa técnica y económicamente viable para inyectar vapor con calidades altas en pozos con profundidades mayores a los 700 m, condición en la cual la inyección de vapor desde superficie ya no es redituable. Se tiene evidencia documental del desarrollo de prototipos de generadores de vapor portátiles en fondo de pozo, con aplicaciones favorables en pruebas de campo, sin embargo aún es una tecnología incipiente en estado de desarrollo. El vapor generado en fondo de pozo con calidades altas constituye una alternativa prometedora y de gran valor para lograr el incremento del factor de recuperación en yacimientos

naturalmente fracturados.

El desarrollo de sistemas de generación de vapor en fondo de pozo controlados desde superficie, ofrece la posibilidad de incorporar una tecnología confiable dentro de los procesos de recuperación mejorada orientadas al incremento de los factores de recuperación de hidrocarburos.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Diseño y construcción del generador de vapor de fondo, basado en la caracterización teórico-numérica de la cinética de la reacción química de la combustión y del comportamiento termo-cinético de la vaporización.

Desarrollo de un sistema de monitoreo para alimentar la etapa de control y supervisar el funcionamiento del sistema.

Desarrollo de una etapa de control automático no convencional para controlar desde superficie la operación del generador de fondo, considerando que un esquema de control en lazo cerrado esta restringido por las limitaciones físicas del pozo.

Desarrollo de una infraestructura experimental para la parametrización del comportamiento del generador de fondo dentro de una ventana operacional de la aplicación, incluyendo las condiciones de presión y temperatura que prevalecen en el yacimiento.

Caracterizar experimentalmente a condiciones de yacimiento el cambio de las propiedades fisicoquímicas del sistema roca-fluido por la inyección de vapor.

Evaluar a escala de laboratorio el beneficio de la inyección de vapor a través de los factores de recuperación a condiciones de yacimiento.

Establecer la relación óptima flujo-presión de inyección del vapor para favorecer la recuperación de aceite.

Diseño de la prueba tecnológica por medio de leyes de escalamiento basado en análisis de similaridad.

Desarrollo de prueba tecnológica. Considerando los lineamientos de las normas de calidad, seguridad industrial e impacto ambiental.

En cuanto a la posible afectación de la t.p. y la T.R. por las temperaturas a las que estará expuesta la tubería, es necesario realizar un estudio de integridad de éstas tuberías en presencia de altos valores de temperatura focalizados en un área reducida.

OBJETIVOS

- Desarrollar un generador de vapor de fondo de pozo técnica y económicamente viable para procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos en yacimientos donde la aplicación de vapor es potencialmente benéfica, especialmente orientado a yacimientos naturalmente fracturados.
- Comprensión de los mecanismos que rigen el comportamiento de fluidos en medio poroso por efecto de la inyección de vapor en sistemas homogéneos y fracturados, a fin de identificar los flujos volumétricos de inyección del vapor y presiones que favorezcan el incremento de los factores de recuperación.
- Establecer las bases científicas y tecnológicas que normen el desarrollo de los generadores de vapor en fondo de pozo dentro de los procesos de recuperación secundaria y mejorada en nuestro país.
- Potencializar y consolidar el grupo de especialistas para la mejora continua de los procesos y tecnologías, manteniendo así la vanguardia en su desarrollo.
- Desarrollar análisis de índice de riesgo ponderado (IRP) para la factibilidad técnico-económica de implantar esta tecnología en campo.
- Evaluar la estabilidad del pozo en presencia del vapor en fondo.

METAS

- Desarrollar tecnología para la generación de vapor en fondo de pozo orientada al aumento de los factores de recuperación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados.
- Mostrar mediante el desarrollo de una prueba de campo las ventajas técnicas y económicas para la implantación de esta tecnología.

ENTREGABLES

- Generador de vapor de fondo de pozo.
- Reporte técnico del desarrollo de la tecnología con la inclusión de reportes individuales de las etapas desarrolladas, entre las cuales destacan las siguientes:

- Caracterización de la inyectividad del vapor en el medio poroso de la formación.
 - Software para la programación de la estimulación (inyección de vapor).
 - Simulación numérica de la cinética química de la combustión y de la vaporización.
 - Etapa de control con restricciones de tiempo-real.
 - Sistema virtual de control y monitoreo.
 - Manual integrado de calidad, seguridad industrial e impacto ambiental
 - Desarrollo y diseño e informe de resultados de la prueba piloto.
 - Análisis de índice de riesgo ponderado (IRP)
 - Análisis de estabilidad e integridad de pozo por presencia de vapor en el fondo
 - Uso de nanomateriales en la elaboración de las tuberías
- Desarrollo del análisis técnico-económico de la prueba.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

Se estima que el tiempo necesario para la ejecución del proyecto sea de tres y medio años

APLICABILIDAD

El producto desarrollado tendrá aplicación amplia en los procesos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, aunque no se descarta su aplicación en yacimientos areno-arcillosos.

D11/CH2010-02.

Determinación de la saturación de aceite remanente en la zona de gas y la zona invadida por agua en yacimientos naturalmente fracturados.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Caracterizar la saturación de aceite remanente en las zonas de: gas liberado, y agua (por avance de acuífero activo o desplazamiento de agua) en yacimientos naturalmente fracturados con los siguientes objetivos:

- Identificar zonas potenciales para aplicación de procesos recuperación mejorada
- Identificar el volumen de aceite remanente en campos maduros que puede ser incorporado como reserva a través de la aplicación exitosa de procesos de recuperación mejorada.
- Evaluar el desempeño de las procesos de recuperación mejorada.

Determinar la heterogeneidad del yacimiento para localizar trayectorias preferenciales de flujo o barreras naturales que podrían afectar los procesos de recuperación mejorada.

Las etapas que deberán integrar el proyecto son: Desarrollo experimental, desarrollo de modelos matemáticos para la interpretación de las mediciones, y la ejecución y evaluación de la tecnología a nivel de prueba piloto.

ANTECEDENTES

El desarrollo de la explotación de campos maduros requiere entre otros aspectos de la confirmación de las reservas, fundamentada en la saturación y distribución espacial del aceite remanente determinado a través de diferentes técnicas de medición. Con esta información es posible definir el proceso más apropiado de explotación, por ejemplo, recuperación mejorada, perforación de pozos de relleno, pozos horizontales, optimización de la inyección de agua y otras prácticas de la ingeniería de yacimientos.

Esta demanda está orientada a definir las técnicas más apropiadas para estimar volumen de aceite remanente, antes, durante y al final de la aplicación de un proceso de recuperación mejorada. Las técnicas pueden provenir de la interpretación de información geológica o de ingeniería de yacimiento y se han clasificado en: a) técnicas de campo y b) técnicas de laboratorio. En las técnicas de campo incluye la perforación de pozos, toma y análisis de núcleos, registros de pozos, pruebas de presión y la aplicación de

trazadores en un sólo pozo o entre dos. Las técnicas de laboratorio incluye análisis de núcleos, análisis de fluidos y experimentos de desplazamiento. Estas técnicas no necesariamente producen el mismo resultado, principalmente en yacimientos muy estratificados o fracturados, por tanto, la comprensión de sus limitaciones, precisiones y el origen de sus errores es de suma importancia para la selección adecuada de la técnica (s) que apoyaría (n) el diseño y la evaluación del desempeño de los procesos de recuperación mejorada.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

El proyecto deberá integrar pruebas de campo en yacimientos naturalmente fracturados para validar la tecnología seleccionada, se entiende que con la finalidad de dominar la tecnología, se incluye el desarrollo de pruebas piloto en yacimientos homogéneos. Se propone también la mejora continua de la tecnología a través de modificaciones identificadas durante el desarrollo de las mismas.

PEMEX definirá el yacimiento donde se probará la tecnología tanto para la zona del casquete de gas y la zona invadida por agua. Es posible también que la prueba tecnológica se realice en yacimientos homogéneos próximos a ser explotados por procesos de recuperación mejorada.

Se establece que una vez seleccionado el campo, se realizará en el proyecto las siguientes actividades:

Seleccionar zonas en el yacimiento donde la determinación de la saturación de aceite remanente dará el máximo de información en base a la integración de datos geológicos, petrofísicos y de yacimiento y definir las técnicas predictivas apropiadas para estimar las propiedades de la roca y la distribución y movimiento de fluidos .

Seleccionar la técnica de medición de la saturación de aceite remanente; considerando las propiedades específicas del yacimiento, en base a la comprensión de sus limitaciones, el conocimiento de sus precisiones y finalmente, en una discusión rigurosa de sus errores sistemáticos y aleatorios. Idealmente, se deberá proponer una técnica para cada yacimiento y para cada zona con la precisión necesaria para satisfacer todas las necesidades, presentes y futuras. Se entiende que las pruebas piloto iniciales para la determinación de la saturación de aceite residual, sería compleja, pero estas deberían simplificarse una vez que se obtenga la experiencia. Dado que no existe un método correcto y absoluto para la determinación del aceite residual y porque cada método tiene asociado un tipo de error, la comparación de los resultados provenientes de diferentes técnicas es una alternativa para la evaluación de la saturación residual de aceite y también, para la selección adecuada de la técnica.

En el caso de la aplicación de la técnica de doble trazador para la determinación de la saturación de aceite en medios fracturados tanto en un solo pozo como entre dos, se requerirá el desarrollo de nuevas ecuaciones de flujo que incorporen los mecanismos difusivos y convectivos de transferencia de masa entre los bloques y las fracturas. La aplicación de trazadores será de utilidad

también para comprender el comportamiento del flujo de fluido, la conectividad y heterogeneidad del yacimiento.

Las etapas que deberán integrar el proyecto son: Desarrollo experimental, desarrollo de modelos matemáticos para la interpretación de las mediciones y, la ejecución, evaluación y mejora de la tecnología a través de pruebas piloto.

OBJETIVOS

Determinar la saturación de aceite remanente en yacimientos fracturados tanto en el casquete de gas como en la zona invadida por agua.

Identificar las limitaciones de las técnicas convencionales de medición de saturación de aceite remanente y residual.

Seleccionar la mejor (es) técnica (s) para determinar la saturación de aceite en campo basada en su desempeño y las propiedades específicas del yacimiento.

Caracterizar el comportamiento del flujo de fluido, la conectividad y heterogeneidad del yacimiento basado en la aplicación de trazadores.

Desarrollar modelos numéricos que describan la transferencia de masa entre los bloques y las fracturas incorporando en su planteamiento los mecanismos difusivos y convectivos.

Realizar pruebas de campo para validar la selección de la(s) técnica(s) para determinar la saturación de aceite remanente.

METAS

- Cuantificar el desempeño de las técnicas de medición de la saturación de aceite en medios homogéneos .
- Desarrollar la metodología para medición de saturación de aceite en medios fracturados en función de las propiedades del yacimiento.
- Desarrollar la metodología para caracterizar el comportamiento del flujo de fluido, la conectividad y heterogeneidad del yacimiento.
- Contar con una base sólida de recursos humanos y materiales que permita incorporarse en proyectos integrales de recuperación mejorada caracterizando tanto la saturación de aceite inicial y final como la heterogeneidad del yacimiento.
- Mostrar con pruebas de campo las ventajas técnicas de la (s) técnica (s) seleccionadas.

ENTREGABLES

- Informes que justifique la (s) técnica (s) seleccionada (s) para la determinación de la saturación de aceite y la dispersividad del yacimiento.
- Informe detallado de los modelos numérico desarrollados y programa de computo que integre estos modelos para interpretar los resultados de campo.
- Informe detallado de las actividades experimentales.
- Informe y resultados de la aplicación de la prueba piloto.
- Reporte del análisis técnico de las pruebas.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

La metodología desarrollada permitirá una evaluación precisa de las reservas en yacimientos maduros así como la preselección basada en aspectos técnicos y económicos de métodos de recuperación mejorada tanto en yacimientos homogéneos como heterogéneos para la zona de gas liberado e invadida por agua.

D12/CH2010-02.

Tecnologías para la administración del hidrógeno

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar y/o asimilar y mejorar tecnologías para la administración (recuperación y uso eficiente) del hidrógeno en refinerías, para incrementar su aprovechamiento con el propósito de disminuir los costos de operación.

ANTECEDENTES

Actualmente existen corrientes gaseosas en las refinerías de las cuales no se recupera el hidrógeno, que finalmente se integra al gas combustible o a la corriente de gases al desfogue.

El hidrógeno es uno de los insumos más costosos en una refinería, por lo cual al optimizar su utilización mediante su recuperación y reintegración al sistema de hidrógeno en la refinería, es posible reducir las pérdidas que actualmente generan mayores costos de operación.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Inicialmente realizar una revisión bibliográfica sobre el Estado del Arte de las tecnologías para la recuperación del hidrógeno de corrientes de refinería que lo contengan.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

Documentación de tecnologías similares existentes, desarrollo del producto, validación y pruebas hasta nivel planta piloto de los procesos desarrollados a día de hoy. Así como un estudio técnico económico de aquellas tecnologías existentes con aplicación en refinerías de petróleo.

Posteriormente, se deberá desarrollar una tecnología nueva para recuperación de hidrógeno o asimilar la mejor de las ya existentes, así como realizar mejoras a la misma que la conviertan en una opción competitiva y mejor a las existentes para los propósitos de recuperación de hidrógeno en nuestras refinerías.

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 continuación, reorientación o cancelación del 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 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 las pruebas de las tecnologías.

Capacitar al personal de Pemex Refinación en el uso de la tecnología.

OBJETIVOS

Desarrollar y/o asimilar y mejorar tecnologías para la administración (recuperación y uso eficiente) del hidrógeno en refinerías, para incrementar su aprovechamiento con el propósito de disminuir los costos de operación. Los procesos desarrollados deberán probarse hasta nivel de planta piloto.

METAS

- Disminuir los costos de operación.
- Disminuir la brecha del conocimiento.
- Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (Gestión de tecnología, ingeniería de procesos, simulación de procesos, etc.)

ENTREGABLES

Reporte con la documentación de tecnologías similares existentes, desarrollo del producto, validación y pruebas hasta nivel planta piloto de los procesos desarrollados a día de hoy. Así como un estudio técnico económico de aquellas tecnologías existentes con aplicación en refinerías de petróleo.

Reporte con los resultados del desarrollo y/o asimilación y mejora de una tecnología, probada a nivel de planta piloto, para la administración (recuperación y uso eficiente) del hidrógeno en refinerías, que permita incrementar su aprovechamiento con el propósito de disminuir los costos de operación.

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 tecnología y el manual de procedimientos para su aplicación y planes de contingencia.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

Se contempla un periodo de 2 años para tener el producto desarrollado.

APLICABILIDAD

La tecnología sería utilizada en la recuperación de hidrógeno en los procesos que lo utilizan, dentro de las refinerías de Pemex Refinación.

D13/CH2010-02.

Desarrollo de aditivos para disminuir fricción en ductos

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar un agente reductor de fricción que permita incrementar la capacidad de transporte de hidrocarburos o reduzca las presiones de operación en los ductos del sistema nacional de transporte de Pemex Refinación.

ANTECEDENTES

Los productos químicos denominados agentes reductores de fricción conocidos tienen como principal característica, el reducir las pérdidas de presión por fricción, lo que como consecuencia permite incrementar el flujo en los sistemas de transporte por ducto.

Para cumplir en forma oportuna con el abasto de hidrocarburos, Pemex Refinación ha utilizado productos reductores de fricción para aumentar el flujo y reducir presión en los diferentes ductos que transportan hidrocarburos en el sistema nacional abastecidos por diferentes compañías internacionales.

Derivado del incremento en la demanda de productos petrolíferos para ser comercializados a nivel nacional, y ante dada la infraestructura con la que se cuenta, actualmente instalada, resulta insuficiente en algunos sistemas de transporte para satisfacer dicha demanda, por lo que para recuperar esa pérdida de capacidad en el transporte, desde hace varios años se ha implementado la actividad de utilizar el producto químico denominado mejorador de flujo.

En algunos casos se analizaron las condiciones de seguridad, operativas y de suministro, surgiendo las necesidades de disminuir presiones de operación con la inyección del agente reductor de fricción.

En razón de la anterior se prevé que con el desarrollo de un proyecto los Organismos Subsidiarios de Pemex Refinación estarán en condiciones, según sus procesos, de adquirir y utilizar este tipo de productos que resulten más económicos para Petróleos Mexicanos y que tenga ventajas sobre los productos hasta ahora utilizados.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

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 de reductores de fricción para el transporte de hidrocarburos por ducto.

Los reductores de fricción debe considerar lo siguiente:

- No contaminar los hidrocarburos transportados ni alterar ninguna de sus propiedades físicas ó químicas.
- Producto químico 100% soluble en hidrocarburos.
- No contener sustancias consideradas como tóxicas.
- No ser corrosivo, dañar instrumentos ni generar taponamientos en filtros.
- No presentar ningún problema posterior a la inyección.
- No debe alterar las condiciones de seguridad de los ductos.
- Como mínimo deberá generar una reducción de fricción del 35% independientemente del sistema de transporte del cual se trate y producto en el que se utilice el agente reductor de fricción.

Las pruebas de desempeño de los reductores de fricción, deberán realizarse en el sistema de transporte por ducto y con los productos destilados que el personal de Pemex Refinación designe.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

- Desarrollo de los productos.
- Escalamiento a nivel planta piloto.
- Escalamiento a nivel industrial

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, e) técnicas de caracterización y evaluación utilizadas, f) conclusiones preliminares, g) bibliografía consultada y h) perspectivas del proyecto.

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

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

Fabricación de reductores de fricción (el desarrollador debe considerar que PEMEX Refinación requiere cantidades suficientes de los productos químicos obtenidos, por lo cual deberá tomar en cuenta una posible alianza con una empresa maquiladora que lo fabrique).

Pruebas de comportamiento en la Planta Piloto y su monitoreo, y en caso de éxito una posible prueba industrial.

OBJETIVOS

Desarrollar un agente reductor de fricción con un mejor desempeño que los utilizados por Pemex Refinación que reduzca como mínimo un 35% la fricción.

El producto no debe generar contaminantes que afecten la calidad y especificación de las corrientes.

METAS

1. Reducir costos de operación en el sistema de ductos.
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 (Flujo de fluidos, gestión de tecnología, entre otros)

ENTREGABLES

Un agente reductor de fricción que deberá cumplir con todos los requisitos mencionados en los apartados anteriores y en el apartado "Resultados esperados".

El Sujeto de apoyo deberá entregar los productos reductores de fricción 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 reductores de fricción y hojas técnicas y de seguridad.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

Se contempla un periodo de 2 años para tener un prototipo de agente reductor de fricción, hacer pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes correspondientes y realizar las pruebas de desempeño a nivel piloto e industrial.

APLICABILIDAD

El agente reductor de fricción desarrollado sería utilizado en el sistema de ductos de Pemex Refinación.

D14/CH2010-02.

Tecnologías para determinar y mitigar impactos en las instalaciones y transporte de ductos

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Obtener un modelo matemático que permita simular y definir en tiempo real el nivel de afectación y la dispersión del contaminante, prediciendo el comportamiento del hidrocarburo (crudo y/o productos petrolíferos) y su dinámica en el medio (suelo o agua, incluye mar), con el propósito de mitigar efectos adversos en las instalaciones y transporte por ductos, así como que recomiende la tecnología específica para la remediación del sitio afectado, referenciando el marco normativo nacional.

ANTECEDENTES

Actualmente Pemex Refinación tiene entre sus pasivos ambientales, sitios afectados por derrame de petrolíferos, desde crudo hasta hidrocarburos ligeros y pesados sobre suelos y cuerpos de agua. En los registros históricos existen eventos de gran magnitud tales como “Balastera”, “Nanchital”, “Mazumiapan”, “Omealca”, “Manzanillo”, “Altamira”, “Jesús Carranza”, involucrando grandes extensiones de suelo fértil, flora, fauna y cuerpos de agua, asentamientos humanos, con impacto negativo hacia la comunidad por la acción de Petróleos Mexicanos, de ahí deriva la necesidad del desarrollo de tecnologías que determinen las afectaciones y la selección y aplicación de la mejor tecnología requerida para la remediación de los sitios afectados en el menor tiempo, costo y se cumpla con el marco normativo ambiental nacional e internacional.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Inicialmente, realizar una revisión bibliográfica sobre el Estado del Arte de las tecnologías de remediación de sitios afectados por hidrocarburos que permitan determinar y mitigar el impacto adverso al medio ambiente.

Desarrollar la metodología que permita definir la tecnología más adecuada a la remediación del zona afectada, estableciendo matrices de correlación contaminante-medio (suelo-agua)-ecosistema-sensibilidad-asentamientos humanos-riesgos a la salud-tiempo-espacio.

Desarrollar el modelo matemático que permita definir en tiempo real la dispersión del contaminante, prediciendo el comportamiento del hidrocarburo y su comportamiento dinámico en el medio (suelo o agua incluye mar).

El modelo permitirá determinar la pluma del contaminante en espacio y tiempo incluyendo la dinámica del contaminante.

Probar y determinar un censo de sustancias químicas correlacionando su acción-efectos en el sistema contaminante-entorno.

La tecnología desarrollada debe considerarse como insumo al modelo para realizar la simulación, la siguiente información:

- Censos físicos de las regiones (Tipo de suelos presentes en el área y zonas afectadas)
- Capacidad de saturación del suelo en caso de cercanía a zonas inundables.
- Hidrología (rango de 5 a 10 Km.) Principales ríos y arroyos cercanos
- Cuerpos de agua cercanos (presas, lagos, bordos, etc.)
- Censos biológicos (vegetación y fauna)
- Pesca.
- Ganadería.
- Agricultura.
- Asentamientos humanos.

Las pruebas de las tecnologías propuestas, serán las que indique Pemex Refinación.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

Documentación de tecnologías de remediación de sitios contaminados, recopilación de la información de los censos que servirá de insumo al modelo, desarrollo del producto, validación y pruebas.

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 continuación, reorientación o cancelación del 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 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 las pruebas de la tecnología desarrollada.
- Capacitar al personal de Pemex Refinación en el uso de la tecnología.

OBJETIVOS

Desarrollar un modelo matemático que permita simular y definir en tiempo real el nivel de afectación y la dispersión del contaminante, prediciendo el comportamiento del hidrocarburo (crudo y/o productos petrolíferos) y su dinámica en el medio (suelo o agua, incluye mar), con el propósito de mitigar efectos adversos en las instalaciones y transporte por ductos, así como que recomiende la tecnología específica para la remediación del sitio afectado, referenciando el marco normativo nacional.

METAS

1. Reducción de costos de remediación mediante la aplicación de la mejor tecnología disponible referenciada a la zona de afectación.
2. Reducción de tiempos de acción en los procesos de remediación de zonas contaminadas.
3. Cumplimiento en el marco normativo nacional.
4. Generar al menos una patente internacional.
5. Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento generado.
6. Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (ingeniería ambiental en suelos, agua, residuos y aire)

ENTREGABLES

Un modelo matemático que permita simular y definir en tiempo real el nivel de afectación y la dispersión del contaminante, prediciendo el comportamiento del hidrocarburo (crudo y/o productos petrolíferos) y su dinámica en el medio (suelo o agua, incluye mar), con el propósito de mitigar efectos adversos en las instalaciones y transporte por ductos, así como que recomiende la tecnología específica para la remediación del sitio afectado, referenciando el marco normativo nacional.

La tecnología que cumpla con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos, metas y alcance.

El Sujeto de apoyo deberá entregar un censo de la tecnología más adecuada a la remediación de la zona afectada conforme con el tipo de hidrocarburo presente en el medio (suelo o agua, incluye mar), además de que estas tecnologías deberán estar incorporadas en el simulador.

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

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

Manuales de usuario y el procedimiento para el manejo del simulador.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

Se contempla un periodo de 2 años para tener el producto desarrollado.

APLICABILIDAD

La tecnología desarrollada sería utilizada en las instalaciones y zonas afectadas de Pemex Refinación para la remediación.

D15/CH2010-02.

Sistema integral de administración de integridad y confiabilidad de instalaciones vinculadas al proceso de Logística, Transporte y Distribución (LTD)

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Contar con un sistema integral de administración de integridad y confiabilidad de instalaciones vinculadas al proceso de Logística, Transporte y Distribución (LTD), de PEMEX, que permita sustentar y jerarquizar las acciones enfocadas a la operación, inspección, seguridad y mantenimiento, guardando compatibilidad con los sistemas institucionales de información, tales como SAP y @ditpemex. La disponibilidad de un sistema para este propósito, permitirá que PEMEX y sus Organismos Subsidiarios anticipen la condición de integridad de sus sistemas de ductos de transporte y recolección, cumpliendo a la vez con los requerimientos regulatorios de la NOM-027-SESH-2010, además de mantener documentadas y actualizadas las condiciones de confiabilidad operativa de los componentes e instalaciones superficiales, tales como estaciones de bombeo, compresión, regulación/medición, almacenamiento y terminales marítimas.

ANTECEDENTES

En 1996 se adoptó en PEMEX Gas y Petroquímica Básica el esquema de la evaluación de riesgo en ductos, para jerarquizar las inversiones de mantenimiento, según los niveles de riesgo identificados. PEP siguió la misma práctica en sus sistemas de ductos, aplicando métodos similares. Por su parte PEMEX Refinación, optó por la misma metodología y herramienta de análisis aplicada en los ductos de PGPB. La experiencia acumulada por los organismos subsidiarios de PEMEX en la evaluación de riesgo en ductos, le ha permitido mantener el liderazgo entre los usuarios de los programas de análisis adquiridos para tal fin.

En lo que refiere a la evaluación de confiabilidad de instalaciones, se han tenido pocos avances dentro de PEMEX y por lo general se depende de la participación de terceros para evaluar las condiciones de riesgo operativo y confiabilidad. Esta dependencia pone en desventaja a PEMEX, desde el punto de vista técnico y económico, ya que dentro de las áreas operativas no se cuenta con una aplicación propia que permita la integración y actualización de las bases de datos. Actualmente, existen dos programas de evaluación de riesgo en ductos, conocidos como IMP (Integrity Management Program, utilizado por PGPB Y PREF) y PIRAMID (Pipeline Risk Analysis for Maintenance and Inspection Decisions Aplicado en PEP). Estas herramientas son ofrecidas como licenciamientos para PEMEX y limitan su aplicación exclusivamente para los sistemas de ductos.

Tomando en cuenta que la infraestructura del proceso de LTD debe verse como un sistema, en la DCO se desarrolló un modelo

de riesgo y confiabilidad para estaciones de bombeo, compatible con la herramienta de soporte de PGPB y PREF. Dicho modelo fue configurado y probado, aplicándolo en varias instalaciones (Nuevo Teapa, Donají, Jáltipan, Medias Aguas y Cd. Mendoza).

El modelo puede aplicarse para cualquier tipo de instalación, realizando las adecuaciones necesarias, de tal manera que el operador vea reflejadas las condiciones de la infraestructura a su cargo.

El modelo desarrollado para estaciones de bombeo, permitió identificar la versatilidad de la metodología aplicada, para evaluar instalaciones con procesos diferentes, como es el caso de compresión y almacenamiento. 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 se refleja en una alta dependencia de terceros, cuando en el interior se cuenta con los expertos en riesgo y confiabilidad, además de la disponibilidad de los operativos para integrar las bases de datos de estas instalaciones.

Logrando integrar la experiencia del personal de PEMEX en la evaluación de riesgo y confiabilidad, junto con los logros realizados, se puede formar un grupo que supervise el desarrollo de un sistema, en donde los usuarios vean realmente reflejadas las características de sus instalaciones y más importante aún, ver las condiciones de riesgo y confiabilidad que esperan obtener, de tal forma que puedan asociar de manera concreta los resultados a sus planes de atención para reducir el riesgo o incrementar la confiabilidad.

La tendencia internacional en la industria de LTD, indica que los modelos de análisis cada vez juega 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 en donde se vinculan los resultados de la evaluación de riesgo con la planeación de la evaluación de integridad de los ductos, así como su programación y ejecución.

Por lo anterior, en PEMEX 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.

La disponibilidad de un sistema integral de administración de integridad y confiabilidad, desarrollado y confeccionado para PEMEX, permitirá homologar esta práctica en los Organismos Subsidiarios y les dará la flexibilidad necesaria para realizar y actualizar sus evaluaciones cada vez que lo requieran, proporcionando ahorros significativos al eliminar la dependencia en terceros para realizar este tipo estudios, además que se fomentará la creación de grupos de expertos que brindarán autosuficiencia en PEMEX para realizar estos trabajos.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

El alcance, etapas y duración del desarrollo se tienen muy claras, ya que se cuenta con el antecedente de los desarrollos realizados en PGPB y en la DCO PEMEX. Para empezar, el modelo de evaluación de riesgo en ductos se basa en una metodología de índices relativos de riesgo, que ha resultado ser eficaz y rápida para entrar en productivo. El requerimiento en este caso, consiste en configurar el algoritmo disponible para que pueda aplicarse en ductos de transporte, recolección, distribución y playeros. Para este caso, no se requiere ninguna asimilación de tecnología, sino programación, optimización y mejora de lo que se tiene para cumplir con la normatividad actual (NOM-027-SESH-2010), donde se requiere la evaluación de mayor número de amenazas y peligros a la integridad, operación y seguridad.

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 que también son aplicables para las instalaciones de las Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR's) y Terminales Marítimas.

Un valor agregado consiste en la disponibilidad de diferentes metodologías aplicables a la evaluación de riesgo y confiabilidad de instalaciones, tomando en cuenta las necesidades de análisis requeridas en cada área específica, relacionada con el proceso de Logística, Transporte y Distribución.

Las metodologías, aplicación y usuarios, ya se tienen claramente identificadas, de acuerdo a la siguiente tabla:

METODOLOGIA	APLICACIÓN	USUARIO
Lista de Verificación de Procesos y Sistema	Ductos e instalaciones	Seguridad
Evaluación de Seguridad	Ductos, instalaciones, complejos	Seguridad
Índices de Peligro Relativo	Ductos e instalaciones	Integridad
Análisis Preliminar de Peligros	Instalaciones	Seguridad
Análisis que pasa si?	Instalaciones	Seguridad
HAZOP – Peligro y Operabilidad	Instalaciones y Activos	Operación
Análisis de Modo de Falla y Efecto	Instalaciones	Operación / Mantenimiento

METODOLOGIA	APLICACIÓN	USUARIO
Análisis de Árbol de Fallas	Instalaciones	Ductos, Instalaciones, Complejos
Análisis de Árbol de Eventos	Instalaciones	Operación / Seguridad
Análisis de Causa y Consecuencia		Seguridad
Análisis de Errores de Personal o Humano	Todo tipo de instalación tripulada	Seguridad
Inspección Basada en Riesgo (RBI – Risk Based Inspection)	Instalaciones, complejos, refinerías, etc.	Mantenimiento / Integridad

El desarrollo de nuevos modelos de riesgo y confiabilidad, particularmente para instalaciones, implica la configuración de cualquiera de las metodologías anteriores o la combinación de más de una de ellas.

Los modelos que se desarrollen o mejoren, 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 de los módulos o componentes disponibles en cada aplicación.

No menos importante, será el hecho de que los modelos desarrollados o mejorados, cuenten con el visto bueno de los usuarios, de tal manera que los resultados reflejen sus expectativas de riesgo o confiabilidad, según su experiencia y conocimiento de sus instalaciones.

Cabe señalar que la configuración de cada aplicación, no necesariamente se tendrá que hacer en los programas disponibles en los organismos subsidiarios, más bien se considera que se debe obtener una nueva aplicación propiedad de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios.

El alcance visualizado hasta ahora se proporciona en la siguiente tabla:

MODELO DE RIESGO / CONFIABILIDAD	SITUACION	REQUERIMIENTO
Ductos de Transporte	Disponible para cálculo de 6 factores de riesgo – migración directa de la aplicación anterior IAP	Complementar y configurar algoritmo para cálculo de 8 factores de riesgo, de acuerdo a referencias de “Administración de Integridad”, API 1160, ASME B31.8S y NOM-027-SESH-2010

MODELO DE RIESGO / CONFIABILIDAD	SITUACION	REQUERIMIENTO
Ductos de Recolección	No se tiene	Desarrollar modelo y algoritmo enfocado a la evaluación de integridad, de acuerdo a NOM-027-SESH-2010
Ductos Playeros	No se tiene	Desarrollar modelo y algoritmo enfocado a la evaluación de integridad, de acuerdo a NOM-027-SESH-2010
Estaciones de Bombeo	Se cuenta con un modelo de riesgo de toda la estación, con un algoritmo integrado para todos sus componentes. En PGPB y PREF realizan sus análisis con un modelo que solo incluye el circuito de equipo dinámico	Optimizar el algoritmo desarrollado para toda la estación Desarrollar un modelo modular, que permita calcular el riesgo para cada componente y acumular su influencia para obtener las condiciones de riesgo de toda la instalación Configurar una metodología para el cálculo de probabilidades de falla Configurar ecuación para cálculo de confiabilidad operativa
Estaciones de Compresión	No se cuenta con ningún algoritmo	Definir prototipo para estaciones de compresión de PEMEX Desarrollar y/o optimizar el modulo para compresores y complementar con los módulos desarrollados para estaciones de bombeo Configurar ecuación para cálculo de confiabilidad operativa
Estaciones de Regulación y Medición	No se cuenta con ningún algoritmo	Definir prototipo para estas estaciones, tomando en cuenta los módulos aplicables de otros modelos existentes

MODELO DE RIESGO / CONFIABILIDAD	SITUACION	REQUERIMIENTO
Evaluación de Vulnerabilidad de Instalaciones	Se utilizan los resultados obtenidos para el factor de riesgo por terceras partes (TP/SEC)	Definir un modelo de acuerdo a la guía del API para protección de la industria petrolera
Inspección Basada en Riesgo	Normalmente se contrata como servicio, ya que no existe un software comercial en el mercado	Configurar metodología de la RBI (Inspección Basada en Riesgo), descrita en el API RP 580
Administración de Integridad Operativa (SAIO)	Se tienen configurados los libros Rojo, Azul, Verde, Blanco y Gris, para su seguimiento en cuanto a implementación	Establecer una metodología de seguimiento, que permita identificar los niveles de implementación de cada libro, para establecer el grado de avance en cada área de PEMEX (Tracking Tool)
Administración de Integridad (PAID)	Se cuenta con la metodología de seguimiento de la implementación de este esquema	Revisar y configurar en el IMP la herramienta de seguimiento, manteniendo su compatibilidad con el sistema de información geográfica @DitPEMEX
Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR')	No se tiene	Definir prototipo, tomando en cuenta sus componentes y subprocesos
Terminales Marítimas	No se tiene – solamente se identificaron los componentes con base a la TM de Pajaritos	Definir prototipo, tomando en cuenta sus componentes y subprocesos

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 LTD.

También se deberá considerar la administración y seguimiento de las modalidades de transporte de hidrocarburos a través de autotanques y carrotanques, ya que aunque no se aplica la misma metodología para evaluar su integridad y confiabilidad, será necesario establecer parámetros o indicadores que permitan darle seguimiento.

Para lo anterior no se tiene claramente identificado si se necesita asimilar tecnología o desarrollarla, sin embargo, se contemplan actividades de investigación enfocadas a este fin.

OBJETIVOS

Coadyuvar en la implantación del Sistema PEMEX Confiabilidad, garantizando la operación, segura, confiable, rentable y sustentable del proceso de Logística, Transporte y Distribución 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 experto único en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Demostrar a la autoridad el cumplimiento de la NOM-027-SESH-2010, mediante la utilización de un sistema experto único en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, vinculado a los sistemas de información institucionales.

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

Romper la dependencia que tiene PEMEX y sus Organismos Subsidiarios con terceros para realizar evaluaciones de integridad y confiabilidad de sus ductos e instalaciones

Desarrollar una herramienta propia, que permita realizar de manera homologada las evaluaciones de integridad y confiabilidad de la infraestructura de LTD

METAS

- a. Con este desarrollo se anticipa se tendrá una reducción significativa de los costos que se cubren por realizar estudios de riesgo operativo (HAZOP – costo promedio por instalación de \$ 500,000 a \$ 1'000,000 de pesos), LOPA (Análisis de Niveles de Protección – costo promedio de \$ 1'000,000 de pesos por instalación), desarrollo de módulos o algoritmos adicionales (el costo aproximado ofrecido por el proveedor es de \$ 150,000 USD) y pago de licenciamiento por uso de programas comerciales
- b. Fomentar la investigación y desarrollo de sistemas de simulación de integridad y confiabilidad de instalaciones, en donde se puedan modelar las instalaciones de PEMEX
- c. Formar grupos de expertos en la evaluación de integridad y confiabilidad de los sistemas de ductos y sus instalaciones, dentro y fuera de PEMEX, aprovechando las experiencias de las áreas involucradas de los organismos subsidiarios y contribuciones de profesionales nacionales e internacionales
- d. Contar con un grupo de expertos en PEMEX, capaz de dirigir el desarrollo de sistemas de apoyo para la toma de decisiones en la integridad y confiabilidad de instalaciones

- e. Contar con un programa de evaluación de integridad y confiabilidad, eficiente, que permita homologar esta práctica en Petróleos Mexicanos

ENTREGABLES

Sistema de “Administración de Integridad y Confiabilidad de Infraestructura asociada a las diferentes modalidades de Logística, Transporte y Distribución” con capacidad para:

- Evaluar las condiciones de integridad y confiabilidad de la infraestructura asociada al proceso de LTD, tomando en cuenta la normatividad nacional e internacional referente a temas tales como: administración de integridad; diseño, construcción, operación, inspección, mantenimiento y seguridad de sistemas de transporte.
- Evaluar, a través del uso de simuladores, el impacto de actualizaciones, personalización de algoritmos existentes, utilización de nuevos algoritmos, ajustes y calibraciones de modelos mejorados, entre otros.
- Conservar un histórico de las condiciones de integridad y confiabilidad de la infraestructura asociada al proceso, incluyendo resultados de estudios anteriores.
- Reportar en diferentes formatos, a través de indicadores de resultados y de desempeño el avance en la implementación de sistema, 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, Transporte y Distribución.

Capacitación y entrenamiento de usuarios del sistema integral

Solicitud de 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.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

Una vez liberado el sistema, se iniciará su implantación en los organismos subsidiarios, que 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 LTD.

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

El sistema será aplicable para ductos de transporte, recolección y playeros, abarcando todas las necesidades de análisis de los organismos subsidiarios. También podrá aplicarse en la administración de confiabilidad de estaciones de bombeo, compresión y de regulación/medición, Terminales de Almacenamiento y Reparto, Terminales Marítimas y procesos específicos como el PAID (Plan de Administración de Integridad de Ductos), Inspección Basada en Riesgo y Análisis de Vulnerabilidad

D16/CH2010-02.

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), aumentado 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 procesado 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