

FONDO SECTORIAL-CONACYT-SENER-HIDROCARBUROS

Deshidratación y desalado de crudo

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

La implementación de un sistema de deshidratación y desalado de crudo, que permita mejorar la eficiencia de los procesos de gunbarrel y de separación electroestática utilizados actualmente. El alcance del proyecto incluye el diseño, construcción y pruebas a nivel de laboratorio de un prototipo, así como su posterior aplicación en instalaciones costa afuera y Terminal Marítima Dos Bocas.

ANTECEDENTES

En los últimos años, se ha presentado un incremento sustancial del contenido de agua y sal en las corrientes de crudo pesado proveniente principalmente del campo Cantarell, esto debido a la madurez del campo.

Por lo tanto, es importante para PEP, disponer de un equipo a escala de laboratorio que permita determinar los cambios y las condiciones de operación más adecuados, y que posteriormente se puedan aplicar a los equipos que actualmente se utilizan en el proceso de deshidratado y desalado de crudo.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Es bien conocido que la deshidratación y desalado de aceite está basada en un proceso fisicoquímico complejo que es difícil de modelar de manera teórica, puesto que intervienen factores tales como la naturaleza de los crudos a tratarse, la concentración y tipo de aditivos utilizados, así como las condiciones de operación, entre otros.

Asimismo, el deshidratado y desalado de crudo, se realiza mediante la tecnología de *Gun Barrels* y *separadores electroestáticos*, respectivamente, representando una alternativa económica que se ha implementado en un periodo corto de tiempo; sin embargo, anticipándose al hecho de que los crudos sigan extrayéndose con niveles elevados de agua y sal, es necesario contar con un esquema de deshidratación y desalado que considere en un periodo corto de tiempo mejorar la eficiencia de estos procesos con respecto a los utilizados actualmente.

OBJETIVOS

Definir y diseñar un esquema integrado de etapas costa afuera-instalaciones terrestres, para deshidratar y desalar crudos, que tenga flexibilidad operativa en sus procesos, para lograr la calidad dentro de especificación en agua y sal, de los crudos de la RMNE en la Terminal Marítima de Dos Bocas.

METAS

Con la ejecución de este proyecto se pretende:

- Definir un esquema integral de manejo de la producción de los crudos de la RMNE que determine los cambios en infraestructura y equipamiento tanto en plataformas como en la Terminal Marítima de Dos Bocas para el deshidratado y desalado de crudo pesado
- Determinar las mejores condiciones de operación de los equipos de deshidratado y desalado, con el fin de mejorar la eficiencia de estos procesos
- Disponer de las flexibilidades necesarias para hacer pruebas de deshidratado y desalado de los diferentes crudos que PEP maneja

ENTREGABLES

- Diseño de una estrategia integral de deshidratado y desalado de crudo pesado de la RMNE, que incluya el análisis de las alternativas de proceso, requerimientos de reacondicionamiento de infraestructura y su viabilidad
- Evaluación técnico económica de las posibles alternativas
- Documentación del proyecto, tales como estimaciones de demanda, volúmenes a procesar, filosofías de operación y diseño de los equipos de deshidratación y desalado, entre otros
- Informe y memorias de cálculo.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

La implementación de la solución requerida como resultante de este proyecto se espera obtener en un periodo de 24 meses.

APLICABILIDAD

El proyecto, una vez finalizado, se aplicará directamente al proceso de deshidratación y desalado de crudo pesado en la Terminal Marítima de Dos Bocas.

Métodos indirectos para identificar sistemas de fracturamiento en el subsuelo

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar las capacidades para procesar e interpretar datos provenientes de métodos indirectos, particularmente de sísmica multicomponente, para obtener mapas de tendencia de fracturas en el subsuelo.

ANTECEDENTES

Las técnicas de adquisición sísmica 3D convencional son sensibles a la onda compresional (onda P) de la señal sísmica. Esta técnica ha demostrado ser suficiente en la identificación y evaluación de áreas prospectivas. Sin embargo, en ciertas condiciones geológicas complejas, la detección de la onda compresional no permite visualizar la estructura de manera adecuada. La detección multicomponente, es decir, de las ondas tanto compresionales como transversales (ondas S), optimizan la imagen sísmica, proveen información directa sobre el contenido de hidrocarburos y atenúan más eficientemente las reflexiones múltiples. Particularmente, en el caso de los yacimientos naturalmente fracturados, la sísmica multicomponente permite identificar la orientación e intensidad del sistema de fracturamiento.

En nuestro país, la mayor parte de la producción de hidrocarburos proviene de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. El entendimiento e identificación de los sistemas de fracturamiento por métodos indirectos, como la sísmica multicomponente, permite predecir las áreas con mayor potencial almacenador, así como caracterizar los yacimientos y optimizar el diseño de su explotación.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

El análisis de sistemas de fracturas consiste en identificar las familias de fracturas y sus atributos (apertura, conectividad, morfología etc.), edades relativas y factores que controlan el fracturamiento. Una buena parte de las rocas carbonatadas requieren de una densidad y calidad de fracturas determinadas para que puedan constituirse en yacimientos económicos, características que pueden ser detectadas mediante análisis especializados de la información sísmica tridimensional convencional.

La sísmica convencional registra únicamente las ondas compresionales (ondas P) de la señal sísmica. La sísmica multicomponente registra, adicionalmente, las ondas transversales (ondas S). Los sensores multicomponente consisten en tres geófonos orientados ortogonalmente, en el que el geófono orientado en el eje Z detecta las ondas P, mientras que los otros dos –geófonos orientados en X y Y– detectan las ondas S. En presencia de sistemas de fracturamiento, la anisotropía de las ondas S provoca que se descompongan en dos ondas, una lenta y otra rápida, sensibles a las fracturas, lo que permite obtener información acerca de su intensidad y orientación.

OBJETIVOS

Realizar modelado y diseño de la adquisición, así como el procesamiento e interpretación de datos sísmicos multicomponente con respecto a la obtención de mapas de tendencia de fracturas en yacimientos naturalmente fracturados.

METAS

Mejorar la interpretación de los yacimientos naturalmente fracturados para reducir el riesgo exploratorio.

Lo anterior contribuirá a elevar la certidumbre en la caracterización de sistemas de fracturas en yacimientos naturalmente fracturados y, por ende, a optimizar el proceso de perforación de pozos exploratorios. Igualmente, permitirá identificar nuevas oportunidades exploratorias. Por ejemplo, la caracterización robusta del sistema de fracturamiento del área en estudio permitiría identificar nuevas oportunidades exploratorias

ENTREGABLES

Primera etapa (antes de la adquisición):

- Diseño de la adquisición (modelo del subsuelo, trazado de rayos, geometría de adquisición, trayectorias de tiro y detección etc.) de datos sísmicos multicomponente

Segunda etapa (después de la adquisición):

- Cubos o subcubos (pre-adquiridos con sísmica multicomponente), procesados y preparados para interpretación de sistemas de fracturas

- Algoritmos desarrollados para fines de este proyecto
- Manuales de secuencia de flujo de procesamiento de datos sísmicos multicomponente
- Mapa de tendencias de fracturas del área en estudio
- Informe final que incluya informe de pruebas, calibraciones y ajustes
- Personal de PEP capacitado en el diseño, procesado e interpretación de datos sísmicos multicomponente para análisis de sistemas de fracturas

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

El desarrollo de esta tecnología requiere de 24 meses aproximadamente. La primera etapa requiere alrededor de 8 meses. La segunda etapa requiere alrededor de 16 meses

APLICABILIDAD

En proyectos como:

- Norte: Tampico-Misantla, Sabinas
- Sur: Julivá, Comalcalco, Litoral Tabasco Terrestre, Malpaso, Reforma, Simojovel

Tecnologías de mejoramiento de crudo

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Evaluar las diferentes tecnologías y procesos de mejoramiento de crudos pesados y extra pesados existentes en el mercado, a fin de determinar la mejor alternativa técnica y económica aplicable para incrementar la calidad del aceite pesado que se produce en la Región Marina Noreste

ANTECEDENTES

El aumento en la producción de crudos pesados y extra pesados, así como el potencial de producción de crudos pesados y extrapesados de campos descubiertos, requiere la búsqueda de estrategias que permitan el mejoramiento de estos crudos, con la finalidad de mantener la plataforma de producción de crudo Maya, durante el mayor tiempo posible.

Por lo tanto, es del interés de PEP, probar procesos de mejoramiento de crudos que sean idóneos para las características de los crudos extra pesados que se producen en la RMNE.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Actualmente, Pemex se encuentra en una etapa de análisis para decidir la estrategia de comercialización de crudos para los siguientes años. Sin embargo, el incremento de la producción de crudo de 10 y 13 grados API presenta el desafío de encontrar alternativas viables para el manejo de la producción de extra pesados, por lo que es importante definir opciones de mejoramiento de estos crudos.

El proyecto consiste en un estudio completo y detallado de evaluación de los procesos y tecnologías existentes de mejoramiento de crudos pesados y extrapesados, tales como rechazo de carbón, adición de hidrógeno o de separación física, entre otros, con la finalidad de definir la más adecuada a aplicarse para incrementar la calidad de la mezcla de crudo pesado procedente del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, hasta llevarla a la calidad de crudo Maya.

OBJETIVOS

Mediante la realización de este proyecto se pretende definir y aplicar una estrategia de proceso que sea capaz de obtener un crudo mejorado, con al menos, la calidad del crudo Maya establecida contractualmente (contenido de azufre, metales, rendimiento de destilados, entre otros).

METAS

- Adquirir capacidades técnicas en el tema de mejoramiento de crudo pesado, y mejorar la calidad del aceite pesado producido en la RMNE

ENTREGABLES

- Documento estratégico que defina el esquema de proceso más adecuado y viable para mejorar el crudo pesado y extra pesado producido en la RMNE. Dicho documento deberá contar con los siguientes puntos:
 - a) Descripción de las diferentes tecnologías y procesos de mejoramiento de crudos pesados y extra pesados existentes en el mercado
 - b) Evaluación de la eficiencia de las mismas en función al tipo de crudos pesados y extra pesados producidos en la RMNE
 - c) Selección de la tecnología y proceso más adecuada para incrementar la calidad del aceite pesado producido en la RMNE

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

Se estima que el proyecto de desarrollo tecnológico requiera por lo menos 24 meses.

APLICABILIDAD

La tecnología seleccionada será utilizada para el mejoramiento de la mezcla de crudo pesado, procedente del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, que será recibida en la Terminal Marítima Dos Bocas.

Control de agua en el yacimiento

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

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

ANTECEDENTES

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

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

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

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

- Medidas de control de ejecución de la producción en el yacimiento. Las cuales comprenden modificaciones a la terminación de pozo o al diseño del patrón de producción con el objeto de reducir el volumen de agua producida que proviene de la formación. Normalmente estas medidas comprenden dos tipos de soluciones:

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

- Métodos de eliminación convencional. Este tipo de método normalmente separa en la superficie el agua y el crudo en instalaciones específicamente diseñadas para realizar la separación. Una instalación típica se conforma de la zona de levantamiento del fluido (que normalmente se inicia en el pozo), una zona de separación primaria del petróleo/gas/ agua, una zona de filtrado de agua y finalmente de una zona de inyección de agua
- Métodos de eliminación y separación agua/aceite o gas/agua en el fondo del pozo (DHOWS). Básicamente este tipo de separación es realizada por equipos que se colocan en el fondo del pozo, que separan el agua del crudo en esta zona y esta es inyectada a una forma adyacente para dar presión al yacimiento. Existen dos tipos básicos de DHOWS, los que realizan la separación por gravedad y los que la realizan por medio de hidrociclones

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

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

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

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

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

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

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

OBJETIVOS

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

METAS

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

ENTREGABLES

Primera etapa:

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

- Modo de empleo de los productos desarrollados

Segunda etapa:

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

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

Se aplicará en todos los campos maduros con producción de agua

Herramientas de medición en fondo de pozos con alta presión y alta temperatura, así como para pozos de geometría diferente a la convencional

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar una herramienta de fondo, para controlar el efecto de almacenamiento de pozo en pruebas de inyección con mediciones presión-temperatura y variaciones de flujo en tiempo real, para Incrementar la productividad de los pozos y reducir los costos de operación.

ANTECEDENTES

Las herramientas de medición en el fondo del pozo son un elemento muy importante en la administración de yacimientos, ya que permiten monitorear los parámetros del mismo, determinar el comportamiento del flujo dentro del pozo o conocer las condiciones del estado mecánico de las tuberías. En el caso de las operaciones de perforación, permite hacer mediciones de los parámetros petrofísicos de la formación. Estas herramientas o sensores pueden ser de memoria o en tiempo real, bajadas con cable (por gravedad), aparejo o tubería flexible.

Conforme las acumulaciones comerciales de aceite se hacen más escasas, los nuevos desarrollos se realizan en yacimientos más profundos, cuyas condiciones de alta presión y alta temperatura son el reto para el desempeño de las herramientas de medición en pozos. Se consideran pozos de alta presión y temperatura aquellos que tienen una presión de fondo de aproximadamente 703 kg/cm^2 (10,000 psi) y temperaturas que exceden los $149 \text{ }^\circ\text{C}$ ($300 \text{ }^\circ\text{F}$). Las compañías de servicio han diseñado componentes para las herramientas de fondo que pueden trabajar en ambientes de hasta $175 \text{ }^\circ\text{C}$ pero, por periodos de tiempo significativamente cortos. Esto limita la cantidad y calidad de la información que puede ser recuperada con estas herramientas.

Con la finalidad de incrementar la productividad de los pozos, en la actualidad se perfora con ángulos de desviación mayores a 30 ° hasta horizontales, inclusive. En este tipo de pozos, el descenso de las herramientas bajadas con cable solo es posible hasta el punto donde inicia la desviación. La introducción con aparejo o tubería flexible modifica las condiciones de flujo, con lo cual la evaluación de la productividad de los pozos queda limitada.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Se requiere desarrollar un sensor de presión y temperatura de fondo para condiciones extremas en pozos de aceite y gas, que transmita la información a superficie en tiempo real.

El diámetro exterior del sensor será como máximo de 2 7/8 de pulgada. La herramienta debe poder introducirse con cable en pozos horizontales, es decir deberá contar con tracción propia para poder desplazarse en tuberías de revestimiento de hasta 5 pulgadas de diámetro.

Deberá soportar golpes y movimientos bruscos, propios de las operaciones de introducción y extracción del pozo.

- La resolución de la lectura de la herramienta será de $\pm 0.070 \times 10^{-3} \text{ kg/cm}^2$ ($\pm 0.001 \text{ psi}$) y $\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$
- El rango de operación de presión y temperatura que debe soportar serán de hasta $1,600 \text{ kg/cm}^2$ y $200 \text{ }^\circ\text{C}$ como mínimo, respectivamente, durante un periodo de exposición mínimo de 120 horas continuas
- El intervalo de tiempo de muestreo será de un segundo, pudiendo ser menor
- La precisión de la herramienta debe ser de $\pm 0.001 \text{ kg/cm}^2$ y $\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$ a un ritmo de muestreo de 1 segundo
- Su deriva no será mayor de $\pm 0.3 \text{ kg/cm}^2/\text{año}$ y $\pm 5.0 \text{ }^\circ\text{C}/\text{año}$

OBJETIVOS

Aplicación de nuevas tecnologías y metodologías para la medición de presión y temperatura en el fondo del pozos en tiempo real.

METAS

- Reducción de los costos de operación
- Contar con una herramienta capaz de medir los parámetros de presión y temperatura para una mejor administración de yacimientos
- Desarrollo de capacidades técnicas para mejorar la administración de yacimientos

ENTREGABLES

Primera etapa:

- Informes parciales con los avances del desarrollo de la herramienta
- Reporte del diseño detallado de la herramienta
- Reportes de pruebas de laboratorio, calibraciones y ajustes de la herramienta
- Manual de usuario

Segunda etapa:

- Prueba piloto en campo de la herramienta
- Informe final de resultados

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

El tiempo esperado para el desarrollo y prueba de la tecnología es de dos años, periodo que incluye el desarrollo y pruebas de laboratorio.

APLICABILIDAD

Se aplicará en todos los campos productores de aceite y gas que presenten condiciones de alta presión y temperatura, principalmente marinos.

Desarrollo de aditivos para recuperar en línea la actividad de los catalizadores de Hidrodesulfuración de Diesel

DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar aditivos que permitan recuperar en línea la actividad de los catalizadores de hidrodesulfuración (HDS) utilizados para obtener Diesel de Ultra Bajo Azufre (DUBA) < 10 ppm azufre. El aditivo no debe de generar contaminantes que afecten la calidad y especificación del Diesel producto. Por el principio que se requiere para que sea efectivo, el producto obtenido podría utilizarse también en las unidades que producen el Pemex Diesel (500 o 300 ppm de azufre).

ANTECEDENTES

Pemex Refinación tiene la obligación de cumplir con las especificaciones contempladas en la NOM-086-SENER-SEMARNAT SCFI-2005, que entre otras cosas exige que el contenido de azufre en el Pemex Diesel sea menor a 15 ppm. Actualmente el organismo importa la totalidad de los catalizadores que utiliza para producirlo. Por su misma naturaleza, en el proceso de HDS tienen lugar una serie de reacciones indeseables que generan, entre otras cosas, la pérdida de actividad y selectividad del catalizador, lo que obliga a su sustitución y/o remplazo. Esto implica, además de la adquisición de un nuevo catalizador, el sacar de operación la planta, por espacio de al menos 10 o 12 días, con el consecuente impacto en la producción del Diesel UBA.

DESCRIPCIÓN

Por su misma naturaleza, en el proceso de HDS tienen lugar una serie de reacciones indeseables que generan, entre otras cosas, la pérdida de actividad y selectividad del catalizador, lo que obliga a su sustitución y/o remplazo. Con este nuevo aditivo se pretende recuperar la actividad del catalizador en al menos un 30%.

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

El Aditivo desarrollado debe considerar lo siguiente:

Deben ser compatibles con los procesos existentes y los catalizadores utilizados en las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR) y con los proyectos de Pemex Refinación.

Debe poder ser inyectado en línea, esto es, sin que se requiera sacar de operación la planta para su aplicación.

La actividad y selectividad se deben de recuperar, al menos en un 30 % con respecto a la actividad y selectividad que se tenga antes de la aplicación. Para su aplicación, el catalizador debe de haber perdido, al menos, el 60 % de su actividad inicial.

Los catalizadores, una vez que han sido aditivados, deberán tener una tolerancia similar a los contaminantes, tales como metales y fracciones pesadas, a los que tenía el catalizador antes de la aplicación del aditivo.

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

El aditivo no debe de generar contaminantes que afecten la calidad y especificación del Diesel producto. Se deberá respetar estrictamente la especificación del Diesel UBA.

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

Asimismo, las cargas de referencia para las pruebas de desempeño de los catalizadores aditivados en la hidrodesulfuración de diesel, serán gasóleos atmosféricos (ligero y pesado), aceite cíclico ligero, gasóleo ligero de la coquizadora y mezclas de todos ellos de la refinería "Francisco I. Madero" de Pemex Refinación.

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

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

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

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

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

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

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

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

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

OBJETIVOS

Contar con un aditivo, probado a nivel planta piloto, que permitan recuperar, en línea, la actividad en al menos un 30% y la selectividad de los catalizadores de Hidrodesulfuración (HDS) utilizados para obtener Diesel de Ultra Bajo Azufre (DUBA) < 10 ppm azufre. El aditivo no debe de generar contaminantes que afecten la calidad y especificación del Diesel producto.

METAS

1. Reducir costos de operación.
2. Ofertar productos con oportunidad y calidad.
3. Generar al menos una patente internacional.
4. Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento generado.
5. Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (termodinámica, catálisis, técnicas analíticas, etc.)

ENTREGABLES

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

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

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

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

Manuales de usuario y los procedimientos del manejo y aplicación del aditivo.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

El aditivo desarrollado sería utilizado en las plantas hidrodesulfuradoras de Pemex Refinación para recuperar la actividad de los catalizadores cargados, una vez que estos hayan perdido al menos el 50 % de su actividad inicial. Se dará prioridad a aquellas unidades que produzcan Diesel UBA, sin embargo podrá ser utilizado en todas las unidades HDS del SNR que produzcan Diesel.

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

DEMANDA ESPECÍFICA

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

ANTECEDENTES

En el Sistema Nacional de Refinación (SNR) procesa actualmente un crudo con una proporción promedio de crudo pesado del 38%. Sin embargo, esta proporción se incrementará gradualmente hasta un nivel de 65% de crudo pesado en 2017.

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

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

DESCRIPCIÓN

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

El aditivo desemulsificante se utilizará para deshidratar crudos, y deberá promover de manera eficaz el rompimiento de emulsiones de tipo agua en aceite.

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

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

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

El Aditivo desarrollado debe considerar lo siguiente:

Deben ser compatibles con los crudos y los sistemas de desalación utilizados en las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

Debe poder ser inyectado en línea, esto es, sin que se requiera sacar de operación la planta para su aplicación.

Debe lograr el desalado de un crudo de referencia, con una concentración inicial de sales de 100lb/1000bls de crudo. El crudo desalado aditivado, deberá tener un nivel de agua y sedimento a la salida de las desaladoras no mayor a 0.5 lb/1000 bls. La eficiencia se determinará con la medición de sal de acuerdo con el método ASTM-D-3230 y por el método UOP-579-64T.

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

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

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

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

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

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

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

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

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

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

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

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

OBJETIVOS

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

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

METAS

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

ENTREGABLES

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

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

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

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

Manuales de usuario, procedimientos para el manejo, la utilización y control del aditivo para desalado desarrollado, hoja de seguridad y hoja técnica del aditivo.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

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

Utilización de campos magnéticos para mejorar la calidad del agua, mejorar la combustión y mejorar la calidad del crudo en refinerías

Por decisión interna del organismo y de la comisión de evaluación, la demanda se enfocará en el siguiente tema:

Alternativas tecnológicas para mejorar los combustibles utilizados en calentadores a fuego directo y calderas de las refinerías.

DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar la tecnología de emulsiones de residuo de vacío disperso en agua, como combustible sustituto del combustóleo, para ser utilizado en calderas y calentadores de proceso de las Refinerías del Sistema Nacional de Refinerías (SNR). Dicho combustible permitirá liberar los diluentes que actualmente son utilizados para la elaboración del combustóleo.

ANTECEDENTES

Actualmente el combustóleo elaborado y suministrado a las calderas y calentadores de proceso de las Refinerías, está conformado por una mezcla de residuo de vacío y un diluyente que normalmente es un destilado intermedio, que es un componente para la elaboración de productos como diesel o turbosina. La mezcla generalmente contiene del orden de un 20% de diluyente, lo que representa un volumen importante de compuestos que podrían ser enviados para la elaboración de productos de mayor valor.

DESCRIPCIÓN

Realizar una revisión bibliográfica sobre el Estado del Arte de emulsiones a base de residuos de vacío y agua, (artículos, patentes, desarrollos industriales, etc.).

El desarrollo de las emulsiones de residuo de vacío con agua debe considerar lo siguiente:

La emulsión deberá ser estable al menos durante un año a temperatura ambiente y presión atmosférica (considerar las condiciones que se presentan en cada una de las refinerías del SNR).

La emulsión desarrollada deberá fluir por ducto a temperatura ambiente.

El combustible desarrollado no deberá generar problemas de corrosión o erosión en los equipos, ni deberá crear problemas de obstrucción en los equipos de transporte y combustión.

Las emisiones derivadas de la combustión del combustible desarrollado, no deberán exceder las indicadas en las normas ambientales aplicables.

La emulsión residuo de vacío-agua, podrá, o no, utilizar un tensoactivo en su formulación.

El contenido de agua más el agente tensoactivo en la emulsión, deberá ser menor al 30 % peso.

La concentración del tensoactivo en la emulsión, no debe ser mayor del 1% en peso.

En caso de utilizar un tensoactivo, este no deberá dañar el ambiente ni ser tóxico.

El desarrollo debe considerar la infraestructura actual de quemadores de calderas y calentadores, así como las estrategias de sustitución de quemadores.

La prueba de la combustión de emulsiones deberá realizarse a nivel industrial, en una caldera a definir por Pemex Refinación, logrando el mismo desempeño que se tiene actualmente con el combustóleo.

El desarrollo de tecnología de emulsiones deberá considerar como base los residuos de vacío obtenidos en las refinerías del S.N.R.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

La investigación deberá enfocarse al desarrollo de la tecnología para preparar emulsiones de residuo de vacío en agua en línea, a partir de los resultados existentes a nivel laboratorio, que deberá iniciar con el escalamiento para realizar pruebas de planta piloto y en caso de tener éxito se deberá escalar la tecnología para su validación a escala semiindustrial y posterior prueba industrial.

Lo cual comprende: escalar, realizar y poner a punto un prototipo de producción de emulsiones, evaluar la producción de emulsiones en línea, realizar estudios de manejo y almacenamiento de emulsión en la refinería, evaluar la combustión en una caldera o Calentador por lo menos durante cuatro meses. El desarrollador deberá presentar una estrategia para la implementación de la tecnología a escala industrial, así como la especificación de los sistemas necesarios de depuración de los gases de combustión (las condiciones de operación y las características de la prueba en planta piloto se definirán en la junta de aclaraciones).

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

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

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

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

OBJETIVOS

Desarrollar la tecnología de emulsiones de residuo de vacío disperso en agua, como combustible sustituto del combustóleo, para ser utilizado en calderas y calentadores de proceso de las Refinerías del Sistema Nacional de Refinerías (SNR).

METAS

1. Reducir los costos de operación de calderas y calentadores
2. Disponer del diluyente para la preparación de diesel y/o turbosina
3. Generar al menos una patente internacional.
4. Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento generado.
5. Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (formulación de emulsiones, combustión, etc.)

ENTREGABLES

Una emulsión de residuo de vacío con agua que deberá cumplir con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas.

El Sujeto de apoyo deberá entregar el volumen de emulsión de residuo de vacío y agua para realizar la prueba en la Refinería, después de realizar pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes que sean pertinentes, así como la

formulación, manual de tecnología. Además el sujeto de apoyo deberá participar en la planeación, desarrollo y monitoreo de las pruebas, incluyendo la prueba industrial.

Una 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 los procedimientos para la operación de las calderas y calentadores utilizando emulsiones de residuo de vacío y agua, así como para su manejo y almacenamiento en la refinería.

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

Se estima un periodo de 2.5 años para tener una emulsión de residuo de vacío con agua que deberá cumplir con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas los entregables.

APLICABILIDAD

El combustible desarrollado a base de emulsiones de residuo de vacío y agua, sería utilizado en las calderas y calentadores de las refinerías pertenecientes al Sistema Nacional de Refinación, en mezclas en la proporción que lo considere cada Refinería, previo acuerdo con el desarrollador de la tecnología.

Alternativas para la reactivación, reuso o disposición final de catalizadores agotados de óxido de titanio:

Mejora tecnológica de la sección catalítica de las plantas recuperadoras de azufre

DEMANDA ESPECÍFICA

Mejorar la sección catalítica de las plantas recuperadoras de azufre que utilizan el proceso Claus-modificado, mediante la investigación y desarrollo tecnológico para la fabricación de nuevos catalizadores o para la reactivación de los catalizadores agotados.

El desarrollo tecnológico será aplicable a los siguientes catalizadores:

- Catalizador de óxido de titanio del primer reactor catalítico
- Catalizador Super-Claus del tercer reactor catalítico.

El desarrollo tecnológico que se proponga para el caso de la fabricación de nuevos catalizadores deberá ofrecer una conversión a azufre y una vida útil no menor a las actuales.

ANTECEDENTES

A partir del año 2000, Pemex Gas opera con el proceso Claus modificado en la mayoría de las plantas de recuperación de azufre instaladas en los Centros de Procesamiento de Gas (CPG's) que procesan gas amargo (gas natural mezclado con H₂S Y CO₂). El proceso consiste en una etapa térmica y tres etapas catalíticas.

El primero de los tres reactores catalíticos utiliza un catalizador de óxido de titanio. El segundo está cargado con catalizador a base de alúmina activada y el tercero utiliza un catalizador selectivo, denominado Super Claus.

El proceso garantiza una recuperación de 99% del azufre contenido en la carga de gas ácido. En el reactor térmico se recupera el 50%, en el primer reactor catalítico el 34%, en el segundo 11% y en el tercero el 4% restante.

Las severas condiciones de operación a las que es sometido el material activo del catalizador de óxido de titanio, ocasionan, al paso de los años, el deterioro de sus propiedades físico-químicas y por consecuencia, la disminución paulatina de su actividad catalítica. Todo esto, repercute en una menor recuperación de azufre y en un aumento de las emisiones de azufre a la atmósfera.

En lo que respecta al catalizador selectivo del tercer reactor, no se conoce la composición fisicoquímica del mismo y su precio en el mercado es muy alto con respecto a los otros dos, por lo que encarece el costo del proceso de conversión y recuperación del azufre. Su vida útil es aproximadamente de 10 años.

El mantener en buen estado el catalizador de óxido de titanio y además, contar con un catalizador que haga la misma función del catalizador Super-Claus a un menor precio; son determinantes para controlar las emisiones ambientales y reducir los costos asociados al proceso.

DESCRIPCIÓN

Se tendrá que efectuar una revisión bibliográfica sobre el estado del arte del mercado tecnológico relacionado con temas de catálisis, así como revisar prácticas internacionales y tendencias de la tecnología (investigaciones específicas, estudios especializados, tesis de maestría o doctorado).

Posteriormente se deberán realizar las pruebas necesarias para determinar las propiedades físico-químicas del catalizador de óxido de titanio agotado que se localiza en el almacén del CPG Nuevo Pemex. Estas mismas pruebas, se le deberán efectuar a una muestra de catalizador nuevo que se encuentra en el almacén del CPG Cactus, con esto, se estaría en posibilidades de definir las características finales que se esperarían obtener del producto.

Evaluar las alternativas de las soluciones tecnológicas que se identifiquen y seleccionar aquella que cumpla de mejor manera con las necesidades planteadas en la presente demanda específica.

El grupo de investigación deberá realizar las pruebas a nivel de laboratorio para obtener resultados que puedan reproducirse a nivel planta piloto. En el caso de optar por tecnología probada, se deberán elaborar los estudios de justificación así como los requerimientos pertinentes para la adquisición y para la adaptación de la tecnología.

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

Para el caso del catalizador Super-Claus, se propone con el fin de dar curso a la investigación, partir del estudio de las reacciones que se llevan a cabo en el tercer reactor del proceso, ya que se requiere que el nuevo catalizador mantenga el mismo comportamiento termodinámico aún con bajos contenidos de H₂S a la entrada al reactor. Una vez que se revise jurídicamente la posibilidad de entrega de muestra de este catalizador (según los términos y condiciones estipulados con el proveedor del catalizador), se podrá comprobar mediante su análisis, los resultados obtenidos previamente.

OBJETIVOS Y METAS

La investigación deberá enfocarse al desarrollo de tecnologías que permitan llevar a cabo, la fabricación o reactivación de catalizadores de óxido de titanio y Super-Claus. En ambos casos, los catalizadores (nuevos o renovados) deberán lograr la conversión a azufre que ofrecen actualmente los catalizadores comerciales y además asegurar una vida útil no menor a cinco años para el caso del óxido de titanio y no menor a diez años para el catalizador Super-Claus.

Se espera además que el costo de cada catalizador por tonelada de azufre producida, se vea reducido (el cálculo del impacto está elaborado con base en una reducción del 50 % para cada uno de los catalizadores).

De lograr lo anterior, se reduciría sustancialmente el costo del proceso de recuperación de azufre en Pemex Gas.

Adicionalmente, redundará en otros beneficios:

- Crear procesos innovadores que permitan reutilizar catalizadores agotados.
- Extender la actividad del catalizador por más tiempo.
- Disminuir las emisiones a la atmósfera.
- Cumplir el objetivo estratégico de Petróleos Mexicanos: “Fortalecer el desempeño ambiental”.

ENTREGABLES

Tecnologías para la fabricación o reactivación de catalizadores agotados de óxido de titanio y Super-Claus.

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

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

- 1.- Referencias bibliográficas encontradas en el mercado tecnológico, prácticas internacionales, estado del arte y tendencias de la tecnología.
- 2.- La ruta o panorama tecnológico, que permita identificar la evolución de las tecnologías así como los factores impulsores de la misma y los factores críticos de éxito.
- 3.- Comentarios y observaciones realizadas entre los miembros del equipo de investigación durante el análisis de las alternativas encontradas.
- 4.- Las técnicas de caracterización y evaluación de las propiedades de los catalizadores (nuevos y agotados).
- 5.- Resultados de las pruebas efectuadas a la tecnología a nivel laboratorio y las correspondientes a planta piloto, semi-industrial o industrial, en caso de efectuarse éstas, de acuerdo al apartado “mecanismo para implementar la tecnología”.
- 6.- Viabilidad técnica y estimado de costos para llevar a cabo la implementación de las tecnologías seleccionadas (perspectivas de éxito para un proyecto complementario).

PLAZO DE EJECUCIÓN

Se estima un tiempo de ejecución de 2 años máximo para la investigación y desarrollo de las tecnologías solicitadas a nivel de investigación básica aplicada.

APLICABILIDAD

El desarrollo tecnológico podrá ser aplicado en cualquier planta de conversión y recuperación de azufre de Pemex Gas y además en las plantas de Pemex Refinación.

Los Centros Procesadores de Gas que pudieran ser los centros pilotos donde se implementen las tecnologías desarrolladas son los del Sureste (Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex) siguiendo con Poza Rica y Arenque.

Desarrollo de tecnología para reducir el consumo de agua en los Centros Procesadores de Gas

DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar tecnología, que permita la reutilización específica de las corrientes de agua de desecho (purgas) generadas en los sistemas de agua de enfriamiento y en los de generación de vapor y condensado.

La tecnología deberá tener la capacidad para transformar, eliminar, disminuir o controlar los contaminantes presentes en las corrientes que actualmente se purgan en esos sistemas.

ANTECEDENTES

El uso del agua como medio de enfriamiento y calentamiento en las corrientes de proceso de un Centro Procesador de Gas (CPG), se ha convertido en un tema prioritario, debido a la cantidad de agua cruda que demandan.

En un entorno en donde los recursos hidráulicos son cada vez mas escasos y con un sentido de responsabilidad y compromiso con el cuidado al medio ambiente y la preservación del recurso no renovable, la industria debe garantizar su futuro reutilizando el agua. Esta estrategia de solución contribuye tanto al mejoramiento de la ecología como a la reducción de costos.

DESCRIPCIÓN

Realizar una evaluación del funcionamiento de la infraestructura actual para uso de agua de proceso (sistema donde se localizan los principales equipos usuarios y/o generadores de aguas de desecho), así como los tratamientos utilizados (pre-tratamiento, filtración, enfriamiento, desmineralización, acondicionamiento para generación de vapor y su sistema de condensación) con el fin de identificar las principales áreas de oportunidad y el volumen potencial de ahorro.

Una vez efectuado el análisis para determinar el potencial de ahorro y el volumen estimado de agua de desecho del sistema (agua de proceso) es necesario la selección o desarrollo de tecnología de carácter innovador (proceso, equipos y/o materiales), para alcanzar los parámetros de calidad suficientes para reutilizar la corriente, de preferencia en el mismo sistema de agua de proceso, reduciendo con ello la reposición de agua cruda al Centro de Trabajo.

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

OBJETIVO

La investigación deberá enfocarse al desarrollo de tecnología para el tratamiento de corrientes de desecho del sistema de agua de proceso, mediante el cual se reduzca el volumen de descarga de la misma a los cuerpos receptores así como el consumo de agua cruda.

METAS

Crear procesos innovadores y más eficientes en cuanto al uso de agua.

Aumentar el rendimiento de la infraestructura

Incrementar la protección al medio ambiente

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

Generación de conocimientos en la empresa

Formación de 3 especialistas dentro de la Subdirección de Producción de PGPB en las diferentes áreas de estudio del proyecto.

- Tratamiento de aguas residuales (Producción)
- Ingeniería ambiental (SSPA)
- Gestión de Tecnología (Planeación)

ENTREGABLES

- Tecnología(s) para el tratamiento del agua de corrientes de desecho (purgas) con la finalidad de reutilizarla en el mismo sistema de agua de proceso.
- Registro de la patente que resulte de la investigación tecnológica (trámite).
- Además de los reportes trimestrales de seguimiento al proyecto, descrito en el apartado de “Indicadores de seguimiento” el equipo de investigación elaborará informes técnicos, conteniendo de manera amplia y precisa:
 - 1.- Referencias bibliográficas encontradas en el mercado tecnológico, prácticas internacionales, estado del arte y tendencias de la tecnología.
 - 2.- La ruta o panorama tecnológico, que permita identificar la evolución de las tecnologías o los factores impulsores de las mismas y los factores críticos de éxito.

3.- Comentarios y observaciones realizadas entre los miembros del equipo de investigación durante el análisis de las alternativas encontradas.

4.- Las técnicas de caracterización de contaminantes a las muestras de agua.

5.- Resultados de las pruebas efectuadas a la tecnología a nivel laboratorio y las correspondientes a planta piloto, semi-industrial o industrial, en caso de efectuarse éstas, de acuerdo al apartado “ mecanismo para implementar la tecnología”.

6.- Viabilidad técnica y estimado de costos para llevar a cabo la implementación de la tecnología desarrollada (perspectivas de éxito para un proyecto complementario).

TIEMPO ESPERADO DE EJECUCIÓN

La investigación y desarrollo tecnológico se deberá desarrollar en un periodo de dos años.

APLICABILIDAD

En un inicio, los CPG Cactus y Nuevo Pemex, serán los centros en los que se lleve a cabo las actividades que se programen para atender la presente demanda.

FONDO SECTORIAL-CONACYT-SENER-HIDROCARBUROS

Mejorar el flujo de aceite pesado y extrapesado en el interior del pozo y su transporte en superficie

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar un sistema compuesto por agentes químicos multifuncionales para modificar las propiedades físicas del crudo pesado y extrapesado, con el fin de reducir la viscosidad y mejorar su movilidad

ANTECEDENTES

La plataforma actual de producción de PEMEX Exploración-Producción muestra una declinación progresiva de la producción de aceite ligero y una mayor proporción de crudos pesados y extra-pesados. Esta problemática doble motiva a incrementar las actividades de investigación sobre formulación de compuestos químicos dispersantes, acondicionadores y mejoradores de flujo, con el fin mejorar la extracción y transporte a lo largo de la tubería de producción y líneas superficiales de los crudos pesados y extrapesados

Algunas propiedades de los crudos pesados se pueden mejorar mediante la aplicación de algunos tratamientos físicos y químicos. Las tecnologías en uso incluyen la recuperación y transporte de crudos pesados mediante: (1) Tratamientos térmicos con aire o vapor, (2) Dilución, (3) Emulsificación, (4) Hidrotratamiento, y (5) "Acuatermolisis". Cada una de estas tecnologías presenta ventajas y desventajas, pero uno de los métodos más simples y eficaces es la dilución de los fluidos viscosos, mediante la adición de otros sistemas menos viscosos, tales como la nafta, keroseno o fracciones de crudo ligero, lo que propicia una disminución de la viscosidad y, por tanto, mejora la eficiencia de bombeo.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Específicamente se trata desarrollar aditivos químicos que permitan reducir la viscosidad, incrementar la movilidad, fluidez y tasa de recuperación de aceite pesado y extra pesado. Incluye el desarrollo de un paquete de cómputo que describa el comportamiento de este tipo de fluidos desde los disparos hasta la batería de separación, pasando por la tubería de producción y las líneas superficiales, teniendo la capacidad de generar pronósticos de producción. Éste debe ser un entregable de este proyecto

OBJETIVOS

Desarrollar las formulaciones y pruebas conducentes de compuestos químicos multifuncionales económicos, tanto iónicos como no-iónicos, que permitan modificar las propiedades físicas de crudos pesados y extrapesados, mediante las interacciones moleculares a temperaturas inferiores o iguales a la de la formación.

Generar un programa de cómputo, si es que no existe en el mercado, que simule el proceso de flujo desde los disparos hasta las baterías de separación.

METAS

- Demostrar a escala de laboratorio, y de campo a través de una prueba piloto, la reducción sustancial de la viscosidad y el aumento de la densidad API, en más de 98 %, en un 30-40%, respectivamente. De los crudos representativos de aceites pesados y extrapesados, no diluidos, con respecto al crudo original, mediante las interacciones con algunas trazas (< 1500 ppm) de compuestos químicos multifuncionales, a la temperatura de la formación
- Demostrar las ventajas técnicas y económicas derivadas del uso de compuestos químicos multifuncionales y de sus combinaciones, para mejorar el patrón de flujo de los crudos pesados y extrapesados en condiciones normales de temperatura y presión
- Demostrar las ventajas técnicas y económicas del uso de compuestos químicos iónicos y no-iónicos multifuncionales para la formación de emulsiones estables de petróleo crudo pesado y extrapesado en instalaciones superficiales

ENTREGABLES

- Informes parciales y final conteniendo las etapas del desarrollo del o de los productos químicos, incluyendo su formulación y proceso detallado de síntesis o fabricación, así como los resultados de las pruebas de laboratorio y de campo realizadas
- Software de simulación que modele el flujo de aceite pesado y extra pesado a nivel de pozo e instalaciones superficiales, incluyendo manual de usuario
- Talleres de capacitación para el personal usuario y asistencia técnica

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

El producto o productos químicos desarrollados, así como el software de simulación tendrán aplicación en los yacimientos de los campos Kayab, Tson, Kanche, Yaxltun, Bok, Lem, Pit, Ku-Maloob-Zaap y Tamaulipas Constituciones, entre otros.

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

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

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

ANTECEDENTES

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

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

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

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

Se requiere contar con un simulador con visión fractal, triple porosidad y doble permeabilidad, en donde el paquete de caracterización de fluidos permita tomar en cuenta la inyección de N_2 y CO_2 . La malla de simulación debe ser curvilínea y dinámica en tiempo, en la medida que lo permita la formulación de las ecuaciones. Para hacer más eficiente su desempeño, el código deberá estar paralelizado y tener la capacidad de correr en ambiente Linux y Windows. Deberá contar con interfases visuales de pre-procesado y post procesado, así como un paquete que genere la hidráulica del pozo. Por último deberá tener una colección de opciones de selección para las funciones de transferencia matriz-fractura, matriz-vúgulos y fracturas-vúgulos.

OBJETIVOS

Contar con un modelo matemático con visión fractal, triple porosidad y doble permeabilidad, y malla dinámica en tiempo.

Contar con un paquete de caracterización de fluidos que sea tan robusto que permita tomar en cuenta la inclusión de CO_2 y del nitrógeno.

METAS

El cumplimiento del objetivo del proyecto proporcionará mayor certidumbre en la estimación de los hidrocarburos a recuperar por proceso de inyección de CO_2 y N_2 , lo cual se verá reflejado en una reducción de costos de operación

Conocer la posición del avance del CO_2 y N_2 , permitirá establecer con mayor certidumbre la producción de hidrocarburos, lo cual se verá reflejado en el cumplimiento de las cuotas de producción comprometidas, lo cual es un factor clave para el cumplimiento de las metas estratégicas de la empresa.

ENTREGABLES

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

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

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

APLICABILIDAD

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

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

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

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

ANTECEDENTES

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

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

modificaciones a la terminación de pozo o al diseño del patrón de producción con el objeto de reducir el volumen de agua producida que proviene de la formación. Normalmente estas medidas comprenden dos tipos de soluciones:

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

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

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

OBJETIVOS

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

METAS

- Modelar y diseñar la adquisición de datos sísmicos con azimuth amplio que permitan definir los parámetros óptimos de adquisición y 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

Adquisición, procesado e interpretación de sísmica 4D

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA ESPECÍFICA

Desarrollar las capacidades para el diseño y la adquisición de datos sísmicos 4D, así como para el procesado e interpretación de este tipo de información

ANTECEDENTES

La declinación de los campos productores de hidrocarburos vuelve indispensable la incorporación de tecnologías que permitan monitorear las reservas a partir del comportamiento volumétrico de los yacimientos a lo largo del tiempo, verificando la repetitividad y confiabilidad de la medición. De esta manera, es posible extender la vida productiva y/o aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos de los yacimientos.

La tecnología de sísmica 4D existe desde hace más de 20 años. Sin embargo, su desarrollo y aplicación se afianzaron gracias a la consolidación de la sísmica 3D, a la mejora en la repetitividad de los levantamientos y al desarrollo de técnicas de procesamiento más complejas, aunados al aumento considerable de las capacidades informáticas de almacenamiento y procesamiento de datos sísmicos. En los campos productores, donde existe una gran cantidad de información de registros de pozos, de análisis post-perforación y de adquisiciones sísmicas con fines de exploración, la sísmica 4D resulta muy útil para visualizar las condiciones geológicas y el movimiento de fluidos entre pozos, optimizar el modelo geológico del yacimiento y predecir el desempeño de la producción del campo.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA

La sísmica 4D consiste en la adquisición sucesiva de sísmica 3D a través del tiempo y al procesamiento de los datos adquiridos para identificar el movimiento de fluidos en el yacimiento debida a la explotación y/o a la implementación de técnicas de recuperación mejorada. Esta información se consolida con la información del campo obtenida a partir de registros de los pozos cercanos y del histórico de producción del campo.

OBJETIVOS

Llevar a cabo levantamientos sísmicos sucesivos y realizar el procesamiento e interpretación de datos sísmicos 4D. La adquisición de la información sísmica la realizará PEP

METAS

- Realizar una prueba piloto en campo, a fin de cuantificar la volumetría y la migración de fluidos en los yacimientos durante un período determinado de tiempo
- Contar con mayor información que permita ayudar a cuantificar la volumetría y la migración de fluidos en los yacimientos durante un período determinado de tiempo
- Elevar la certidumbre en la explotación de yacimientos productores de hidrocarburos, al mejorar la caracterización y definición del modelo geológico
- Aumentar la probabilidad de éxito del proceso de perforación de pozos de desarrollo y/o intermedios

ENTREGABLES

- Diseño de la adquisición sucesiva (modelo del subsuelo, trazado de rayos, geometría de adquisición, trayectorias de tiro y detección etc.) de datos sísmicos 3D para procesamiento y análisis 4D. La ejecución de los levantamientos sísmicos serán responsabilidad de PEP
- Cubos o sub-cubos sísmicos diseñados, procesados y preparados para interpretación
- Manuales de secuencia de flujo de procesamiento de datos sísmicos 4D
- Mapas de contactos entre fluidos en el yacimiento durante el período de estudio
- Informe final que incluya informe de pruebas, calibraciones y ajustes
- Personal de PEP capacitado en la adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos 4D

PLAZO DE EJECUCIÓN SUGERIDO

El desarrollo de esta tecnología requiere de 36 meses aproximadamente.

APLICABILIDAD

En campos productores, como:

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

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

Breve descripción de la demanda específica

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

Antecedentes

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

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

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

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

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

Descripción de la problemática tecnológica

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

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

Objetivos

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

Metas

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

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

Entregables

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

Plazo de ejecución sugerido

El desarrollo de esta tecnología requiere de 18 meses aproximadamente.

Aplicabilidad

En proyectos con yacimientos en etapa de producción, como:

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