

Convocatoria 2011-01 del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos DEMANDAS ESPECÍFICAS

INDICE

DEMANDA	TITULO	AREA	PÁGINA
D1/CH2011-01	Mejoramiento de la calidad del aceite pesado y extra pesado, en plataformas de producción costa afuera y el aprovechamiento de los productos generados en dicho proceso.	PEP	2
D2/CH2011-01	Mejoramiento de la fluidez del aceite pesado y extra pesado, en plataformas de producción costa afuera.	PEP	6
D3/CH2011-01	Optimización de procesos en instalaciones de PEP mediante la recuperación y aprovechamiento de vapores de hidrocarburos de baja presión en tanques atmosféricos con tecnología no convencional.	PEP	10
D4/CH2011-01	Simulación numérica de yacimientos que considere fases múltiples y la heterogeneidad del medio poroso.	PEP	14
D5/CH2011-01	Tecnología y metodología para la realización de pruebas estándar de evaluación de catalizadores.	PR	16
D6/CH2011-01	Tecnologías para determinar y mitigar impactos en las instalaciones y transporte de ductos.	PR	19
D7/CH2011-01	Caracterización de medios fracturados vugulares.	PEP	23

D1/CH2011-01

Mejoramiento de la calidad del aceite pesado y extra pesado, en plataformas de producción costa afuera y el aprovechamiento de los productos generados en dicho proceso

Breve descripción de la demanda específica.

Desarrollar un sistema compuesto por procesos termodinámicos y físico-químicos necesarios para mejorar insitu las propiedades físicas y químicas del crudo pesado y extra pesado. Específicamente se trata de reducir viscosidad, densidad, contenido de azufre y metales del aceite pesado y/o extra pesado a nivel de plataforma de producción, con objeto de incrementar su fluidez, tasa de recuperación y producción así como su valor comercial. El alcance comprende el diseño de los procesos y sus reactivos, mediante un diseño experimental fundado en conceptos científicos, tanto fisicoquímicos como reológicos, que deben ser probados tanto a escala de laboratorio como a nivel de planta piloto. Los sistemas desarrollados deben conducir al mejoramiento de la extracción y transporte a lo largo de la tubería de producción y líneas superficiales de los crudos pesados y extra pesados y también deben converger en el diseño de un modelo estratégico para la aplicación de los procesos y productos mencionados en los activos de producción de PEMEX. Los agentes generados en la medida de sus posibilidades, deben estar basados en compuestos disponibles en las áreas de producción de PEP y/o generados por los mismos procesos del sistema.

Se debe de generar el paquete de cómputo que describa el comportamiento de los aceites pesados y extra pesados desde los disparos hasta la batería de separación, pasando por la tubería de producción y las líneas superficiales, teniendo la capacidad de generar pronósticos técnico-económicos.

Complementariamente, se deberá proponer y desarrollar el diseño de los procesos termodinámicos y físico-químicos que a costo mínimo para PEMEX permitan aprovechar y disponer de los productos generados durante el mejoramiento.

Antecedentes.

La plataforma actual de producción de PEMEX Exploración-Producción muestra una declinación progresiva de la producción y una mayor proporción de crudos pesados y extra-pesados. Esta problemática doble motiva a incrementar las actividades de investigación sobre métodos viables de recuperación mejorada, con el objeto de extraer el máximo volumen de crudo en las condiciones propias a las formaciones.

La densidad °API de los crudos pesados ($13 \leq \text{°API} \leq 22$) y extra pesados ($5 \leq \text{°API} \leq 13$) se debe entre otros factores a la fracción asfáltica, por ejemplo el contenido de asfaltenos no solubles en n-heptano varía entre 13 y 25 % (peso), mientras que los compuestos polares (resinas y maltenos) varían entre 30 y 37 % (peso).

Algunas propiedades de los crudos pesados se pueden mejorar mediante la aplicación de tratamientos físicos y químicos, que incluyen: (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 el bombeo. No obstante, el transporte de crudo en estas condiciones requiere hasta 30 % de volumen de diluyente, lo cual implica que se debe incrementar la capacidad instalada para el transporte en oleoductos, la disponibilidad de grandes volúmenes del diluyente, problemas de manejo, de reciclado y de contaminación, debido al que los solventes orgánicos convencionales tienen puntos de ebullición muy bajos, por lo que su aplicación está limitada a un intervalo muy estrecho de temperaturas y ello provoca un impacto ambiental negativo en suelos, agua y aire.

Descripción de la problemática tecnológica.

Actualmente, Pemex se encuentra en una etapa en la que los nuevos descubrimientos, y buena parte de los yacimientos explotados, contienen aceite pesado o bien extra pesado.

Asimismo, no se cuenta con tecnología en materia de separación, para tratar en plataformas de producción costa fuera, estos crudos pesados y extra pesados. Por lo cual, las nuevas tecnologías requeridas que operarán en plataformas basadas en componentes disponibles en las aéreas de producción, deberán provocar enorme impacto positivo, tanto en los aspectos de volumen de producción del pozo, como en calidad y valor comercial del crudo mejorado.

También será necesario aplicar y/o generar paquetes de cómputo que sean capaces de describir el movimiento de estos fluidos de altísima viscosidad muy sensibles a su temperatura, a lo largo de la tubería de producción, estranguladores y línea de descarga.

Objetivos.

- Desarrollar los procesos, que por su operación, permitan modificar las propiedades físicas y químicas de crudos pesados y extra pesados, mediante las interacciones moleculares a temperaturas inferiores o iguales a la de la formación.
- Desarrollar la ingeniería, así como suministrar los materiales y equipos para una planta Piloto, diseñada, construida y operada ex profeso para este caso, y de sus resultados, se deberá también desarrollar la ingeniería de proceso y de diseño en suficiente detalle, que permita su escalamiento a planta industrial, cuya capacidad de proceso deberá tener como mínimo 25,000 barriles diarios de carga.
- Desarrollar propuestas específicas para el aprovechamiento de los productos generados en dicho proceso, incluyendo diseños de plantas piloto que operen de manera integral, costa afuera y que permitan agregar valor a la explotación de estos campos.
- Simular el proceso de producción, desde el fondo del pozo hasta las baterías de separación, y si es necesario desarrollar software específicos para este fin.

Metas.

- Demostrar experimentalmente, a escala de laboratorio y de planta piloto, el mejoramiento sustancial (viscosidad y densidad) de los crudos originales representativos de aceites pesados y extra pesados, no diluidos.
- Demostrar experimentalmente en planta piloto, las ventajas técnicas y económicas derivadas del uso de los procesos físicos y /o químicos y de sus combinaciones, para mejorar el patrón de flujo de los crudos pesados y extra pesados en condiciones normales de temperatura y presión.
- Demostrar experimentalmente en planta piloto, las ventajas técnicas y económicas del uso de procesos de mejoramiento de calidad, que lleven a la formación de petróleo mejorado y estable, a partir de petróleo crudo pesado y extra pesado disponible “in situ” en instalaciones superficiales costa afuera.
- Demostrar con la ingeniería de proceso y de diseño, así como con los análisis de factibilidad técnico económica aplicables, que Pemex podrá aprovechar todos los productos generados en este proceso.

Entregables.

- Patente y/o derechos de autor según apliquen.
- Paquete de simulación de los procesos involucrados a nivel de equipos de procesos, transporte por tubería y manual de usuario.
- Simulación y optimización técnico-económica de todos los procesos propuestos.
- Un conjunto de procesos de mejoramiento en la calidad de los crudos pesados y sobre el aprovechamiento de los productos generados.
- Un programa de cómputo que modele y optimice tales procesos de mejoramiento y también el aprovechamiento de los productos generados, así como de los patrones de flujo de estos crudos pesados y extra pesados y sus respectivos crudos mejorados, considerando

diferentes escenarios de precios de crudos mundiales y sus diferenciales de precios respecto a los crudos extra pesados y sus respectivos crudos mejorados, incluyendo también Evaluación de los procesos y equipos de la planta piloto.

- Diseño, adquisición y montaje de los equipos de laboratorios y de pruebas de calidad principales para caracterizar el petróleo crudo.
- Diseño de experimentos en laboratorio, reproducción de pruebas y resultados.
- Paquete termodinámico a escala de planta piloto.
- Simulador de planta piloto.
- Diseño, adquisición de equipos y materiales, y de pruebas, para la planta piloto.
- Manual de usuario de Planta Piloto.
- Diseño de experimento en planta piloto, reproducción de pruebas y resultados.
- Escalamiento de Planta Piloto a Planta Industrial: dimensionamiento de equipo mayor, diagramas de proceso y de tubería e instrumentos simplificados, ingeniería de diseño para la evaluación de inversiones y análisis económico-financieros.
- Modelos de simulación integral de Planta Industrial (futura) para instalarse y operarse “in situ”, que incluya el aprovechamiento de productos o subproductos generados durante el proceso de mejoramiento.
- Simulador del comportamiento hidráulico del crudo mejorado y sus mezclas con crudo extra pesado original.

Plazo de ejecución sugerido.

Se estima que la totalidad del proyecto requiere de por lo menos 30 meses de ejecución.

Aplicabilidad.

Los procesos físicos y/o químicos desarrollados, así como el simulador tendrán aplicación en los yacimientos de los campos Kayab, Tson, Kanche, Yaxltun, Bok, Lem, Pit y Ku, Maloop y Zaap.

Permitirá mejorar el aceite pesado y extra pesado, directamente en la plataforma de producción en campos costa afuera (in situ), en espacios reducidos, demostrando claramente que técnicamente y económicamente es una tecnología que sustituirá al mezclado de estos aceites, con los crudos ligeros, el cual es el mecanismo que actualmente se utiliza para mejorar dichos crudos, aprovechando adicionalmente los productos generados en el proceso de mejoramiento.

D2/CH2011-01

Mejoramiento de la fluidez del aceite pesado y extra pesado, en plataformas de producción costa afuera

Breve descripción de la demanda específica.

Desarrollar un sistema compuesto por agentes químicos multifuncionales necesarios para mejorar insitu las propiedades físicas y químicas del crudo pesado y extra pesado. Específicamente se trata de reducir viscosidad del aceite pesado y/o extra pesado a nivel de plataforma de producción, con objeto de incrementar su fluidez, tasa de recuperación y producción así como su valor comercial. El alcance comprende el diseño de la formulación y su producción de los compuestos químicos acondicionadores y mejoradores de flujo, mediante un diseño experimental fundado en conceptos científicos, tanto fisicoquímicos como reológicos, que deben ser probados tanto a escala de laboratorio como a nivel de planta piloto.

Los sistemas desarrollados deben conducir al mejoramiento de la extracción y transporte a lo largo de la tubería de producción y líneas superficiales de los crudos pesados y extra pesados tanto a temperatura ambiente como hasta 100 grados centígrados y a presiones variables desde 1 hasta 70 kg/cm² y también deben desembocar en el diseño de modelos estratégicos de evaluación técnico- económicos para la aplicación de los productos mencionados en los activos de producción de PEMEX. Tales agentes químicos funcionales no deberán modificar las condiciones de calidad y rendimientos de productos petrolíferos originales de los crudos pesados y extra pesados cuando estos se someten a los procesos de refinación típicos. Los agentes generados en la medida de sus posibilidades, deben estar basados en compuestos disponibles en las áreas de producción de PEP y/o generados por los mismos procesos del sistema.

Se debe de generar el paquete de cómputo que describa el comportamiento de los 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 técnico-económicos.

Antecedentes.

La plataforma actual de producción de PEMEX Exploración-Producción muestra una declinación progresiva de la producción y una mayor proporción de crudos pesados y extra-pesados. Esta problemática doble motiva a incrementar las actividades de investigación sobre métodos viables de recuperación mejorada, con el objeto de extraer el máximo volumen de crudo en las condiciones propias a las formaciones. La densidad °API de los crudos pesados (13 a 22 °API) y extra pesados (5 a 13 °API) se debe entre otros factores a la fracción asfáltica, por

ejemplo el contenido de asfaltenos no solubles en n-heptano varía entre 13 y 25 % (peso), mientras que los compuestos polares (resinas y maltenos) varían entre 30 y 37 % (peso).

Los métodos de inyección de compuestos químicos propician la interacción directa con el crudo y, en particular, con la fracción más pesada (asfaltenos), promoviendo la dispersión de los agregados y la reducción de la viscosidad. El desarrollo de nuevas moléculas ha abierto un campo muy amplio para la experimentación. Por ejemplo, nuevos solventes a base de líquidos iónicos presentan una estabilidad alta en un intervalo muy amplio de temperaturas (20 - 300 °C), con una presión de vapor muy baja, son fáciles de sintetizar y son económicos.

Por otra parte, se ha demostrado que la interacción de los compuestos asfálticos con algunas moléculas anfífilas y polares (dispersantes) provoca la disminución o inhibición del estado de agregación de los asfaltenos. Por lo anterior la exploración y desarrollo de nuevas moléculas y las combinaciones de diversos procesos entre ellas, pueden conducir al mejoramiento de las propiedades del petróleo crudo para facilitar su extracción, transporte y procesamiento, incrementando su producción y valor comercial.

Descripción de la problemática tecnológica.

Actualmente, Pemex se encuentra en una etapa en la que los nuevos descubrimientos, y buena parte de los yacimientos explotados, contienen aceite pesado o bien extra pesado.

Asimismo, no se cuenta con tecnología en materia de separación, para tratar en plataformas de producción costa fuera, estos crudos pesados y extra pesados. Por lo cual, las nuevas tecnologías requeridas que operarán en plataformas basadas en componentes disponibles en las aéreas de producción, deberán provocar enorme impacto positivo, tanto en los aspectos de volumen de producción del pozo, como en calidad y valor comercial del crudo mejorado.

También será necesario aplicar y/o generar paquetes de cómputo que sean capaces de describir el movimiento de estos fluidos de altísima viscosidad muy sensibles a su temperatura, a lo largo de la tubería de producción, estranguladores y línea de descarga.

Objetivos.

- Desarrollar las formulaciones y pruebas conducentes de compuestos químicos multifuncionales económicos, que por su aplicación permitan modificar las propiedades físicas y químicas de crudos pesados y extra pesados, mediante las interacciones moleculares a temperaturas inferiores o iguales a la de la formación y presiones de 1 a 70 kg/cm², o las condiciones de presión en la cabeza del pozo.

- Adicionalmente cuando sea aplicable, se desarrollarán propuestas específicas para el aprovechamiento de los productos generados en dicho proceso.
- Simular el proceso de producción, desde el fondo del pozo hasta las baterías de separación, y si es necesario desarrollar software específicos para este fin.

Metas.

- Demostrar experimentalmente, a escala de laboratorio y de planta piloto, el mejoramiento sustancial (viscosidad y densidad) de los crudos originales representativos de aceites pesados y extra pesados, no diluidos.

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.
- Patente y/o derechos de autor según apliquen.
- Paquete de simulación de los procesos involucrados con tales agentes químicos, a nivel de equipos de procesos, transporte por tubería y manual de usuario.
- Paquete de simulación financiera del conjunto de procesos involucrados y sus productos:
 - a) Dilución de los crudos pesados y extra pesados con crudos ligeros.
 - b) Procesos comerciales, que representan procesos “térmicos” y/o de “hidrogenación” y procesos sobre aprovechamiento de los productos generados en estos procesos.
 - c) Incluir el análisis del proceso propuesto para los respectivos agentes químicos.
- Un programa de cómputo que modele y optimice tales agentes químicos y sus equipos de inyección, en su aplicación a los diversos procesos de manejo, bombeo, transporte y almacenamiento, así como la mejora de los patrones de flujo de estos crudos pesados y extra pesados y sus respectivos crudos mejorados, considerando diferentes escenarios de precios de crudos mundiales y sus diferenciales de precios respecto a los crudos extra pesados y sus respectivos crudos mejorados.
- Diseño, adquisición y montaje de los equipos de laboratorios y de pruebas de calidad principales para caracterizar el petróleo crudo.
- Diseño de experimentos en laboratorio, reproducción de pruebas y resultados, tanto para los agentes químicos como para su aplicación en los crudos pesados y extra pesados.
- Simulador del comportamiento hidráulico tanto del crudo pesado y extra pesado como del crudo mejorado en su fluidez y sus mezclas con crudo extra pesado original.

Plazo de ejecución sugerido.

Se estima que el tiempo necesario para la ejecución del proyecto sea de 18 meses.

Aplicabilidad.

El producto químico o los productos químicos desarrollados, tendrán aplicación en los yacimientos de los campos Kayab, Tson, Kanche, Yaxltun, Bok, Lem, Pit y Ku, Maloop y Zaap.

Permitirá mejorar el aceite pesado y extra pesado, directamente en la plataforma de producción en campos costa afuera (in situ), en espacios reducidos, demostrando claramente que técnicamente y económicamente es una tecnología que sustituirá al mezclado de estos aceites, con los crudos ligeros, el cual es el mecanismo que actualmente se utiliza para mejorar dichos crudos, aprovechando adicionalmente los productos generados en el proceso de mejoramiento.

D3/CH2011-01

Optimización de procesos en instalaciones de PEP mediante la recuperación y aprovechamiento de vapores de hidrocarburos de baja presión en tanques atmosféricos con tecnología no convencional

Breve descripción de la demanda específica.

Optimización de procesos en instalaciones de PEP mediante el desarrollo y/o asimilación de tecnología no convencional de recuperación de vapores de hidrocarburos de baja presión, incluyendo la generación de un algoritmo empírico y modelo de simulación que permita escalar la aplicación de dicha tecnología a diferentes condiciones de operación (presión y volumen), a partir de un modelo estadístico basado en el análisis de datos reales obtenidos a través de una prueba piloto en campo de la tecnología desarrollada y/o asimilada.

Antecedentes.

Los procesos de recuperación de vapores consisten en captar los distintos venteos y alivios de los mismos en una instalación de producción de hidrocarburos, para su reutilización permitiendo reducir el impacto ambiental y el aprovechamiento de los recursos energéticos. El origen más común de este tipo de venteos es en los tanques atmosféricos para almacenaje de petróleo crudo en baterías y centrales de almacenamiento de PEP.

Pemex Exploración y Producción (PEP) cuenta con una gran cantidad de tanques de almacenamiento de crudo de diversas dimensiones en varias instalaciones, principalmente en campos maduros de las Regiones Norte y Sur, donde se generan pequeños volúmenes de vapores a presión atmosférica en cada uno de dichos tanques, pero que en su totalidad representan un volumen importante de hidrocarburos. La recuperación de vapores que se realiza actualmente es a través del uso de tecnología convencional de compresión, la cual presenta diversas limitantes para el aprovechamiento de volúmenes muy pequeños de gas a condiciones atmosféricas, ya que se requieren de varios pasos de compresión, lo que deriva en la utilización de dos o más equipos o de compresores muy grandes que requieren de suficiente espacio, equipo de proceso adicional y gas combustible (que en muchos casos llega a ser mayor al volumen de gas o vapor a comprimir), incrementando los costos de operación y mantenimiento. Esto no resulta rentable desde el punto de vista económico cuando se trata de manejar volúmenes bajos de gas o de vapores, por lo que se tienen quemar o ventear directamente a la atmósfera, ocasionando un dispendio de recursos energéticos y económicos, además de generar emisiones de gases de efecto invernadero y riesgos de seguridad en las instalaciones.

Descripción de la problemática tecnológica.

El reto de enfoca en esta demanda específica se enfoca en recuperar y aprovechar volúmenes bajos de vapores generados en tanques de almacenamiento de crudo a condiciones de presión atmosférica o un poco mayor, a través del desarrollo y/o asimilación de tecnología no convencional, económicamente rentable, que requieran de utilizar poco espacio en la instalación, que sea de bajo costo de operación y mantenimiento, amigable con el medio ambiente, y que se pueda masificar hacia todas las instalaciones donde se tengan características o condiciones similares de operación.

Para lograr lo anterior, se solicita el planteamiento de una propuesta bajo tres etapas:

- 1) Desarrollo y/o asimilación de tecnología no convencional de recuperación de vapores de hidrocarburos en tanques de almacenamiento a presión atmosférica o un poco mayor a partir de 500 barriles de capacidad y emisión de volúmenes de vapores desde 25,000 pies cúbicos por día.
- 2) Generar un algoritmo empírico de cálculo mediante la elaboración de modelo estadístico basado en el análisis de datos reales obtenidos a través de una prueba piloto en campo de la tecnología desarrollada y/o asimilada, donde se realicen modelos de flujo de proceso y balances de materia y energía.
- 3) Generación de modelo de simulación a partir del algoritmo empírico de cálculo obtenido en campo, que permita escalar la aplicación de la tecnología de recuperación no convencional de vapores a diferentes condiciones de operación.

Objetivos.

- Optimizar los procesos en las instalaciones de PEP mediante el desarrollo y/o asimilación de tecnología no convencional de recuperación y aprovechamiento de vapores de hidrocarburos de baja presión en tanques de almacenamiento de PEP.
- Generar algoritmo empírico de cálculo y modelo de simulación que permita escalar la aplicación de la tecnología desarrollada o asimilada a diferentes instalaciones de producción con diferentes condiciones de operación.
- Incorporar a las corrientes de gas los vapores de hidrocarburos recuperados para su comercialización.
- Disminuir el envío a la atmósfera de gases de efecto invernadero producto de la emisión y/o quema de vapores generados en tanques de almacenamiento de hidrocarburos en PEP.

Metas.

- Demostrar la posibilidad del aprovechamiento de volúmenes bajos de vapores a presión atmosférica o poco mayor para su incorporación a las corrientes de gas para su comercialización.
- Generar la transferencia de conocimiento hacia el personal operativo de PEP en el tema de aprovechamiento de vapores de baja presión en tanques de almacenamiento.
- Asimilar mejores prácticas en las instalaciones de producción de PEP referentes a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Mejorar los indicadores económicos, ambientales y de seguridad en las instalaciones de producción de PEP, al disminuir la emisión y quema de vapores.

Entregables.

- Informes parciales de todas las etapas del desarrollo y/o asimilación de la tecnología no convencional de recuperación de vapores, bajo los siguientes esquemas, según sea el caso:
 - a. Investigación y desarrollo de tecnología. Deberá incluir las etapas de investigación aplicada, desarrollo de pruebas de concepto y diseño, diagramas y planos, así como de resultados en la construcción y prueba de prototipos.
 - b. Asimilación tecnológica. Deberá incluir todas las etapas de análisis e investigación de mercado a nivel internacional así como descripción de la tecnología seleccionada, incluyendo información y experiencia del proveedor de la tecnología y resultados de su aplicación en otras partes del mundo.
- Informes parciales de todas las etapas de la prueba piloto en campo incluyendo:
 - a. Construcción de obra civil y mecánica asociada al equipo no convencional de recuperación de vapores.
 - b. Instalación, pruebas y arranque del equipo.
 - c. Operación del equipo incluyendo reportes de comportamiento del mismo, así como reportes de datos obtenidos para la generación del modelo estadístico y algoritmo empírico de cálculo, durante todo el tiempo que tome dicha prueba.
- Informes parciales de todas las etapas del desarrollo del algoritmo empírico de cálculo, incluyendo modelos de flujo de procesos, balances de materia y energía, modelo estadístico de análisis de datos, así como resultados de pruebas de ensayo y error del algoritmo obtenido.
- Informes parciales de todas las etapas de desarrollo del modelo de simulación.
- Informe final que incluya un resumen de todos los puntos anteriores, así como análisis de los resultados obtenidos desde el punto de vista técnico y económico, así como conclusiones y recomendaciones.

Plazo de ejecución sugerido.

Se estima que la totalidad del proyecto requiere de por lo menos 12 meses de ejecución, incluyendo de 4 a 6 meses de duración para la prueba piloto en campo de la tecnología desarrollada y/o asimilada para recuperación de vapores.

Aplicabilidad.

La tecnología seleccionada será utilizada para el aprovechamiento de vapores de baja presión en todas las instalaciones de PEP que cuenten con tanques de almacenamiento de crudo a partir de 500 barriles de capacidad, que emitan volúmenes de vapores desde 25,000 pies cúbicos por día.

D4/CH2011-01

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 fisicoquímicos que ocurren en yacimientos naturalmente fracturados a través de un algoritmo matemático con distribución fractal de fracturas, triple porosidad y doble permeabilidad, es decir que contemple matriz, fractura y vóculos, y flujo primario a través del sistema de fracturas y vóculos, con mallado irregular.

Antecedentes.

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

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

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

Descripción de la problemática tecnológica.

Se requiere contar con un simulador con visión fractal, triple porosidad y doble permeabilidad, en donde el paquete de caracterización de fluidos permita tomar en cuenta la inyección de N₂ y CO₂. La malla de simulación debe ser curvilínea y dinámica en tiempo, en la medida que lo permita la formulación de las ecuaciones. Para hacer más eficiente su desempeño, el código deberá estar paralelizado y tener la capacidad de correr en ambiente Linux y Windows. Deberá contar con interfaces visuales de pre 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 matrizfractura, Matrizvúgulos y fracturasvúgulos.

Objetivos.

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

Metas.

- El cumplimiento del objetivo del proyecto proporcionará mayor certidumbre en la estimación de los hidrocarburos a recuperar por proceso de inyección de CO₂ y N₂, lo cual se verá reflejado en una reducción de costos de operación.
- Conocer la posición del avance del CO₂ y N₂, permitirá establecer con mayor certidumbre la producción de hidrocarburos, lo cual se verá reflejado en el cumplimiento de las cuotas de producción comprometidas, lo cual es un factor clave para el cumplimiento de las metas estratégicas de la empresa.

Entregables.

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

Plazo de ejecución sugerido.

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

Aplicabilidad.

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

D5/CH2011-01

Tecnología y metodología para la realización de pruebas estándar de evaluación de catalizadores

Breve descripción de la demanda específica.

Diseñar y construir una Planta Piloto para poder evaluar los catalizadores de Reformación Catalítica de Naftas utilizados, tanto en los procesos de tipo Semirregenerativo (RCS), como aquellos dotados con un Sistema de Regeneración Continua de Catalizador (CCR). Por medio de la Planta Piloto, Pemex Refinación deberá poder realizar y/o determinar, entre otras cosas: a) El balance másico correspondiente, b) el balance de H₂ global, c) el rendimiento de reformado líquido (C₅(+)), d) la producción de H₂ al 100 % y e) la actividad del catalizador utilizado, expresada ésta como y una relación entre la calidad de la carga (análisis PONA), la temperatura de reacción, el espacio-velocidad y la calidad del producto reformado (RON). Así mismo se requiere contar con un procedimiento estándar para la realización de las pruebas.

Antecedentes.

La adecuada selección para adquirir los catalizadores para el proceso de reformación de naftas, requiere de una evaluación previa de los catalizadores ofrecidos por los diversos licenciadores.

Con el fin de obtener el mayor valor posible de las instalaciones con que cuenta Pemex Refinación, durante la selección deben considerarse una serie de características para el óptimo desempeño del catalizador.

Pemex Refinación tiene la obligación de abastecer las gasolinas que reclama el mercado nacional, tanto en calidad como en cantidad. Las unidades de Reformación Catalítica de Naftas son una pieza fundamental para alcanzar este objetivo, pues son las más importantes aportadoras de octano en las refinerías del SNR. Los catalizadores, que estas unidades requieren, utilizan como principal componente activo el Platino (Pt), metal precioso, por lo que su precio es elevado y tiene un alto impacto en los costos de operación de las unidades. Las plantas de Reformación Catalítica de Naftas, además de producir gasolina de alto octano (reformado) también son generadoras de un importante subproducto el H₂, pero por su misma naturaleza, en el proceso tienen lugar una serie de reacciones indeseables que generan, entre otras cosas, la pérdida de actividad y de producto líquido (reformado), lo que obliga a la sustitución y/o remplazo del catalizador. El mejor catalizador para este tipo de unidades es aquel que arroja el mejor Costo-Beneficio para Pemex Refinación, por lo que existe una necesidad de contar con instalaciones tipo Planta Piloto, que en un ambiente controlado, permitan evaluar de manera sistemática la relación actividad, selectividad y estabilidad de los

catalizadores de reformación que adquiera o esté por adquirir Pemex Refinación. Es importante señalar que actualmente no existe ninguna Planta Piloto en México que permita hacer estas evaluaciones.

Análisis de la experiencia nacional e internacional.

A nivel internacional es práctica, relativamente común, realizar evaluaciones de los catalizadores en Plantas Piloto, dado que bajo un ambiente controlado se pueden caracterizar de manera sistemática las bondades y limitaciones de los catalizadores disponibles en el mercado. En la década de los 80's del siglo pasado, el IMP contó con Plantas Piloto para evaluar catalizadores de reformación, sin embargo, dado que también ellos comercializaban catalizadores para estos procesos, no fue posible su amplia utilización, debido a la resistencia de las compañías licenciantes a proporcionar al IMP sus catalizadores de última generación.

Pemex Refinación realizó en años recientes un intento fallido para adquirir catalizadores para sus procesos de Desintegración Catalítica de Gasóleos de Vacío con lecho fluidizado de catalizador (FCC) a través de pruebas de Planta Piloto utilizando las instalaciones del IMP.

Los catalizadores con lo que actualmente Pemex Refinación está obteniendo el Diesel de Ultra Bajo Azufre en las refinerías de Cadereyta, Minatitlán, Salamanca y Tula, antes de ser adquiridos fueron probados en las Planta Piloto de las respectivas compañías fabricantes de esos catalizadores.

Actualmente, Pemex Refinación no cuenta con información sobre la existencia en México de alguna Planta Piloto para evaluar catalizadores de Reformación Catalítica de Naftas a utilizar a nivel industrial. En EE.UU. y Europa se tiene información de la existencia de las mismas.

Objetivos.

- Contar con las instalaciones, tecnología y la metodología para realizar evaluaciones estándar del desempeño de catalizadores de reformación de naftas a nivel piloto.
- El proceso propuesto debe ser compatible con los esquemas de producción que tienen las refinerías de Pemex Refinación.

Metas.

- Contar con una alternativa certera para la selección de catalizadores de reformación de naftas.
- Disponer de una metodología estándar para comparar el desempeño de los catalizadores.
- Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento adquirido.

- Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (termodinámica, catálisis, escalamiento, entre otras).

Entregables.

- Una Planta Piloto instrumentada con un Sistema de Control Distribuido, totalmente automatizada que permita asegurar la certidumbre de los balances másico y de H₂ requeridos para la validación de los resultados, así como con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas.
- Un registro de los cálculos y consideraciones que resulten del proyecto de asimilación/investigación.
- Reportes parciales trimestrales para el seguimiento y evaluación del proyecto. Estos deben de contener de manera amplia y precisa: a) Programa de actividades (programado vs real), b) programación de gastos (planeado vs ejercido), c) resultados alcanzados, d) discusión y análisis de resultados, e) técnicas de caracterización y evaluación utilizadas, f) conclusiones preliminares, g) bibliografía consultada y h) perspectivas del proyecto.
- Manuales de usuario y los procedimientos para la operación de los catalizadores.

Plazo de ejecución sugerido.

Se contempla un periodo de 1.5 años para contar con la tecnología y metodologías implementadas.

Aplicabilidad.

La tecnología sería aplicable durante las pruebas de evaluación para la selección, a través de un procedimiento de costo-beneficio con base a resultados en Planta Piloto, de los catalizadores de reformación que deban ser adquiridos en las 6 refinerías del SNR.

D6/CH2011-01.

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 de la 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 considerar 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.

- Reducción de costos de remediación mediante la aplicación de la mejor tecnología disponible referenciada a la zona de afectación.
- Reducción de tiempos de acción en los proceso de remediación de zonas contaminadas.
- Cumplimiento en el marco normativo nacional.
- Generar al menos una patente internacional.
- Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento generado.
- 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.

D7/CH2011-01.

Caracterización de medios fracturados vugulares

Breve descripción de la demanda específica.

Caracterizar la porosidad y permeabilidad vugular y de fracturas a través de la determinación de los siguientes parámetros: almacenamiento en fracturas y en vúgulos, interacción: matriz-fractura, matriz-vúgulo y fractura-vúgulo, interconexión de fracturas y vúgulos, así como verificar el comportamiento fractal de los vúgulos. Usando información de: registros geofísicos, pruebas de presión, sísmica, micro sísmica, afloramientos, datos de producción y de núcleos. Esta información deberá ser cruzada para evitar discrepancias entre las diferentes fuentes de información.

El determinar las variables anteriores tiene como objeto el alimentar un simulador triple porosidad y doble o triple permeabilidad. En donde el dato producto del proyecto sea usado para ajustar y calibrar corridas de simulación numérica de yacimientos y los resultados (pronósticos) sean más fidedignos.

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

Antecedentes.

Las pruebas de presión producción representan una herramienta de gran utilidad para los ingenieros de caracterización e ingeniería de yacimientos encargados de realizar los estudios de caracterización estática y dinámica. La estimación de todos los parámetros involucrados en un yacimiento naturalmente fracturado vugular, especialmente la caracterización del sistema de vúgulos, es un problema que en algunos casos es difícil de determinar, y que presenta no unicidades, tal y como se cita en el artículo *Multiple minima in well test characterization of naturally fractured vuggy Reservoir, with an evolutionary algorithm*, Susana Gómez, IIMA-UNAM, Gorgonio Fuentes IMP, Rodolfo Camacho, PEP-PEMEX, Mario Vásquez PEMEX-IPN, Juan M. Otero, UH., Alejandro Mesejo MatCom-UH, Nelson del Castillo, IIMAS-UNAM, SPE 103931. Esta referencia enfrenta la caracterización del medio vugular haciendo uso de pruebas de presión, el problema presenta múltiples soluciones, y al no mostrar, los autores, un patrón que conduzca a la solución, se esboza como posible método de solución el uso de lógica difusa. Adicionalmente, con penetración total y parcial, en un yacimiento cerrado y con fronteras a presión constante los modelos se hacen más complejos y con esto los problemas de unicidad se incrementan.

Para describir de manera más realista un medio fracturado en donde coexisten: matriz, fractura y vugulos, es necesario que este último medio, sea caracterizado desde el punto de vista de porosidad y permeabilidad, cuando menos. Además de esto se hace indispensable identificar la interconectividad de este con los demás medios, dígase vugulo-matriz, vugulo-fractura y vugulo-vugulo. Estos datos alimentarán a un simulador numérico de yacimientos cuyas ecuaciones están escritas de una forma que permitan que estos valores reduzcan las incertidumbres de los resultados y permitan ajustes históricos de presión y gastos de agua y gas más rápidos y más reales. Existen artículos reportados en la literatura internacional que constituyen referencias de inicio para entender las herramientas tanto formales como físicas con que se cuentan para caracterizar los vugulos.

Análisis de la experiencia nacional e internacional.

En la actualidad existen muy pocas referencias bibliográficas enfocadas a la solución de este tipo de problemas, esto a nivel nacional e internacional. Dentro de lo publicado destacan dos artículos en donde mediante el uso de pruebas de presión, el primero, y registros geofísicos, el segundo, presentan una metodología de caracterización del medio vugular. Las referencias citadas son: “Multiple minima in well test characterization of naturally fractured vuggy Reservoir, with an evolutionary algorithm”, citada con anterioridad y “An integrated approach to obtain reliable permeability profiles from logs in a carbonate reservoir”, Balossino, P. University of Turin, Pampuri, F. University of Turin, Bruni, C. KPO, University of Milan, Ebzhasarova, K. KPO, University of Milan, SPE 102289. Otras citas bibliográficas de interés pueden ser: “Vug Characterization and Pore Volume Compressibility for Numerical Simulation of Vuggy and Fractured Carbonate Reservoirs”, Iwere, F.O. , Moreno, J.E., Apaydin, O.G. Schlumberger, Ventura, R.L. and P., Garcia, J.L., SPE 62127, “Case study of permeability, vug quantification, and rock typing in a complex carbonate”, Gomaa, N. Adma, Al-Alyak, A., Ouzzane, D., Saif, O., Okuyiga, M., Allen, D. Rose, D., Ramamoorthy, R., Bize, E., SPE 68512.

Existe bibliografía complementaria que pueda dar la pauta y orientar tanto a la formulación y solución del problema de unicidad, así como también al ruido asociado a su solución. El artículo, *A triple-continuum Pressure-Transient Model for a Naturally Fractured Vuggy Reservoir*, Yu.Shu Wu, Christine Ehling-Economides, Guan Qin, Zhijiang Kang, Wangming Zhang, Babatunde Ajayi y Qingfeng Tao, SPE 110044, muestra una solución analítica en donde se incorpora el medio vugular para representar la triple porosidad, y se usa la interpretación de una prueba de presión para caracterizarlo.

El modelo considera a la fractura como un medio de alta permeabilidad que transporta el fluido, la matriz y el vugulo se representan como un medio para almacenar aceite. El modelo usa las suposiciones siguientes: el yacimiento es de espesor uniforme, el flujo radial y las fracturas son las únicas que alimentan al pozo, las propiedades de la roca como permeabilidad, porosidad y compresibilidad permanecen constantes, el flujo se considera isotérmico, una sola fase, ligeramente compresible y viscosidad constante. Otra cita como *Pressure-Transient and Decline-Curve Behavior in Naturally Fractured Vuggy Carbonate Reservoirs*, R. Camacho Velázquez, M. Vásquez Cruz, R. Castrejon Aivar y V. Arana Ortiz, SPE

77689, presenta una formulación donde la porosidad vugular puede tomar desde valores muy pequeños hasta ser la porosidad principal. Dos formulaciones, la primera es una extensión de la formulación de Warren y Root y el vugulo sólo juega el papel de medio de almacenamiento de aceite y la segunda donde los vugulos están interconectados, permitiendo flujo primario a través de ellos, de esta forma puede existir flujo primario a través de fracturas y de vugulos. El artículo Oil Production and Water Cut in Naturally Fractured Vuggy Reservoirs, Yangfan Li, Yangtze U., Tao Lin, Xinyong Li, Bo Liu, Xianghai Ren, Kewen Li., SPE 115042, presenta la importancia de considerar el medio vugular en la producción de agua y aceite.

Los siguientes artículos abordan los temas de unicidad y ruido: *Truncation De-noising in Transient Pressure Tests*, Federico González Tamez, Camacho-Velázquez, Boris Escalante Ramírez, SPE 56422. Las siguientes referencias presentan una posibilidad de resolver el problema en el espacio de Laplace, para quizá aminorar el problema de unicidad: Numerical Laplace Transformation of Sampled Data for Well-Test Analysis, Mustafa Onur, A.C. Reynolds, SPE 36554. Some Strategies yo Apply the Stehfest Algorithm for a Tabulated Set of Numbers, Erdal Ozkan, Rajagopal S. Raghavan, SPE 30552. Well Test Model Recognition with Laplace Space, Marcel J. Bourgeois, Roland N. Horne. SPE 22682.

Objetivos.

- Determinar el valor de la porosidad y permeabilidad vugular, así como la interconexión entre vugulo-matriz, vugulo-fractura y vugulo-vugulo, a partir del uso de pruebas de presión, registros geofísicos, información sísmica y micro sísmica, afloramientos, datos de producción y de núcleos, así como verificar si existe comportamiento fractal de los vugulos.

Metas.

- Cuantificar el valor de la porosidad y permeabilidad vugular, así como el correspondiente a las fracturas, y las interconexiones con los demás medios, y de los parámetros siguientes:
 - Almacenamiento en fracturas y en vugulos.
 - Interacción: matriz-fracturas, matriz-vugulos y fracturas-vugulos.
 - Corroborar con estudios de laboratorio la conectividad de los medios (M-F-V).
- Desarrollar la metodología para caracterizar el medio vugular fracturado mediante registros geofísicos, pruebas de presión, sísmica, micro sísmica, afloramientos, datos de producción y de núcleos los parámetros siguientes:
- Verificar el comportamiento fractal del medio vugular.
- Desarrollo de metodología y herramientas para la interpretación de pruebas de presión que considere la interacción M-F-V.

Entregables.

- Informes que justifiquen la (s) técnica (s) seleccionada (s) para determinar la porosidad y permeabilidad vugular, así como de los parámetros siguientes:
 - Almacenamiento en fracturas y en vúgulos.
 - Interacción: matriz-fracturas, matriz-vúgulos y fracturas-vúgulos.
- Verificar el comportamiento fractal de los vúgulos.
- Informe detallado de las metodologías para la caracterización del medio vugular fracturado.
- Desarrollo de metodología y herramientas para la interpretación de pruebas de presión que considere la interacción M-F-V.
- Informes de laboratorio que corroboren la conectividad de los medios (M-F-V) y validez de los modelos generados.
- Reporte del análisis técnico de pruebas de variación de presión.
- Informe detallado de los modelos desarrollados y programa de cómputo que integre estos modelos para interpretar la información de campo.
- Informe y resultados de su aplicación.

Plazo de ejecución sugerido.

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

Aplicabilidad.

La metodología desarrollada permitirá una mejor descripción del medio poroso, ya que se tomará en cuenta, un elemento que a la fecha ha sido ignorado, en las corridas de simulación numérica de yacimientos, como lo es el medio vugular y que forma parte importante del sistema. Este elemento permitirá contar con datos, que a su vez lleven a una mejor descripción y comprensión del medio poroso.