

**FONDO SECTORIAL CONACYT-SENER-
HIDROCARBUROS**

CONVOCATORIA 2011-02

TALLER DE ACLARACIÓN DE DUDAS

09 y 10 DE FEBRERO 2012

**RESPUESTAS DE LOS ESPECIALISTAS DE PEMEX A
LAS PREGUNTAS TÉCNICAS REALIZADAS EN EL
TALLER DE ACLARACIÓN DE DUDAS**

DEMANDA D1/CH2011-02

PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE VAPOR CON APLICACIÓN MEDIANTE PRUEBA PILOTO EN EL CAMPO ÉBANO-PÁNUCO-CACALILAO

(Ninguna pregunta registrada en formato)

DEMANDA D2/CH2011-02

PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE AIRE CON APLICACIÓN MEDIANTE PRUEBA PILOTO EN EL CAMPO SAN RAMÓN.

1. ¿Existen manifestaciones de impacto ambiental que incluyan los sitios y los procesos nuevos impuestos en las demandas específicas?
No. Todas las peras y los terrenos en donde PEMEX realiza sus labores, tienen manifiestos de impacto ambiental actualizados, es decir tienen MIAS regionales.
2. ¿PEMEX dispone de núcleos y muestras de aceite para realizar experimentos desde el inicio del proyecto?
Se dispone de los fluidos. El material rocoso es difícil que se cuente con él, se propone que se tome en cuenta los afloramientos para subsanar el tópicos de los núcleos.
3. ¿Se puede omitir el estudio de explosividad?
Si se puede omitir, existe suficiente evidencia publicada acerca de la explosividad del petróleo.
4. ¿Cuál va a ser la participación de PEMEX durante la ejecución de la prueba piloto?
PEMEX se involucrará de manera total en el desarrollo del proyecto, facilitando la interacción y evaluando el seguimiento.
5. ¿PEMEX asignará personal para la revisión de información del modelo estático?
Si, son los pares técnicos de seguimiento de proyecto con el apoyo del personal del Activo.

6. Las condiciones del yacimiento pueden conducir a la aplicación de inyección de aire a alta presión y no a combustión in-situ. ¿No importa el proceso que se aplique?

Existen pruebas de laboratorio que indican que la combustión se va a dar.

7. ¿Por qué se espera que haya ignición a temperatura de yacimiento?

Los datos de laboratorio dan evidencia de ello.

DEMANDA D3/CH2011-02

PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS (ASP) CON APLICACIÓN MEDIANTE PRUEBA PILOTO EN EL CAMPO POZA RICA.

1. ¿Existen sensores instalados en los pozos de Poza Rica?

Hay pozos que se encuentran instrumentados.

2. ¿Cuáles y qué modelos son, qué modelos de protocolos de comunicación utilizan?

En este campo no se encuentra disponible ningún protocolo de comunicación.

3. ¿Cuál es el contacto de PEMEX que pueda proporcionar información relacionada con los sensores?

Dr. Juan Manuel Berlanga Gutiérrez. La información al respecto tiene que ser solicitada a través del Fondo de Hidrocarburos a la cuenta de correo ayudahidrocarburos@conacyt.mx

4. Con objeto de proporcionar una adecuada solución, ¿es posible que el plazo de ejecución sea mayor a dos años?

Sí, pero debe estar ampliamente justificado.

5. ¿Requieren alguna norma o certificación para el desarrollo de software?

Las que establezca la normatividad de la Subdirección de Tecnologías de Información y Procesos de Negocio de PEP.

6. ¿Tienen una base de datos donde centralizan la información de estos sensores?

Hay un centro de reciente creación que se dedica al monitoreo de pozos

7. ¿Es posible que nos den acceso a la base de datos?

El dato se tendrá a su disposición, pero el manejador, no.

8. ¿Con qué persona podríamos gestionar el acceso
Se definirá en la reunión de arranque del proyecto.
9. ¿El proyecto incluye la operación de la planta piloto?
Si, el proyecto consiste en la operación de la prueba piloto.
10. ¿Se incluye el equipamiento (suministro) del piloto?
No, tiene que integrarse en la propuesta. Salvo aquellos temas en los que PEMEX tenga que aportar (son mínimos).
11. ¿Qué esquemas se consideran para la transferencia de tecnología?
Tiene que integrarse en la propuesta. Sin embargo, éste será un criterio de evaluación. Es deseable el establecer un mecanismo de transferencia continuo durante todo el desarrollo de la prueba piloto.
12. Usualmente pruebas exitosas en campo conllevan una buena información de los pozos y las zonas productoras. ¿PEMEX proporcionaría pozos (o arreglos de pozo) que tengan la suficiente (buena) información?
Si, PEMEX está en la mejor disposición de revisar la información disponible.
13. ¿Se compromete PEMEX a llevar a cabo la prueba piloto en pozos que tienen suficiente (buena) información?
Si, por supuesto.
14. ¿Cuentan con el modelo estático y dinámico del yacimiento o de la zona de interés?
Si, se cuenta con el modelo estático de la zona de interés. Probablemente se requiera trabajar en el modelo dinámico.
15. ¿Qué infraestructura está disponible en los pozos?
Se mide presión y temperatura en la cabeza de pozo.
16. ¿Nos pueden proporcionar los nombres de los contratistas para cotizar estos instrumentos?
La propuesta debe estar soportada en un estudio de inteligencia tecnológica, de ese estudio se desprende el nombre del contratista solicitado.
17. ¿Existe disponibilidad de contactar a una persona responsable del área de instrumentación y monitoreo en el campo Poza Rica?
No, el contacto se realizará una vez que se haya asignado el proyecto al sujeto de apoyo ganador.

18. ¿Podemos interactuar con sus sistemas de adquisición de datos o debemos instalar el nuestro?

Se recomienda se incluya un sistema de adquisición de datos en la propuesta, de ser necesario.

19. ¿Qué nivel de seguridad en los equipos se necesita utilizar?

El referido a la norma de seguridad SSIPAC. Dichos lineamientos se proporcionarán al sujeto de apoyo ganador.

20. ¿Se necesitan permisos especiales para la instalación de los equipos?

Dependiendo de la ubicación podrán requerirse. Sin embargo, estos trámites los realizaría PEMEX.

21. ¿El servidor o la base de datos estará en campo o puede estar fuera del mismo?

Lo definirá el proponente. Sin embargo, deberá estar disponible para ambas partes.

22. ¿Se requiere proteger la infraestructura contra robo para los equipos?

Es responsabilidad del sujeto de apoyo establecer los mecanismos de acuerdo a las normas de seguridad industrial de la empresa.

23. ¿Se requiere redundancia en los sistemas de monitoreo y en cuáles?

Lo definirá el proponente.

24. ¿El envío de la información inalámbrica sólo es por telemetría o puede ser por radiofrecuencia o por alguna otra tecnología?

Lo definirá el proponente.

25. Para introducir el cable ¿qué tipo de tecnología utilizan?

Para bajar el cable se utiliza el equipo de "pluma".

26. ¿Está comprendida la operación de la planta piloto en el alcance de los trabajos?

Sí, durante el periodo de prueba. Siempre y cuando sea justificado

27. ¿Los pozos son de tipo vertical, utilizan tractor para introducir sensores?

Los pozos son verticales y no se requiere de tractores.

DEMANDA D4/CH2011-02

PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE AIRE CON APLICACIÓN MEDIANTE PRUEBA PILOTO EN EL CAMPO TAMAULIPAS – CONSTITUCIONES.

1. Qué legislación es aplicable a la materia de:
 - a) Quema y venteo de gas.
La normatividad establecida por la Subdirección de Seguridad Industrial, Protección Ambiental y Calidad de PEP (SSIPAC) es el Manual General del Sistema Pemex-SSPA, donde se indican las normativas vigentes.
 - b) Niveles máximos permisibles de emisiones a la atmósfera.
Ver normas vigentes.
2. ¿Se podrían aglutinar o concentrar las pruebas de campo o yacimiento de las demandas (D-1) (D-2) y (D-4) en el activo de Poza Rica?
No, dado que las características de los campos son diferentes.
3. Para la perforación horizontal sólo hay tres empresas con el equipo disponible y una de ellas es muy restrictiva en cuanto a compartir datos, tecnología, metodología y es muy cara. ¿Sería posible que PEMEX pudiera contratar con alguna de estas empresas que pueden perforar en horizontal el pozo necesario para cumplimentar y realizar esta demanda?
No, es responsabilidad del proponente. Se sugiere se haga un estudio de inteligencia tecnológica y competitiva detallado para identificar las diferentes empresas que proveen el servicio.
4. ¿Si se justifica que el campo Tamaulipas-Constituciones no es adecuado para THAI, se puede proponer un cambio de campo, digamos Samaria?
Sí es posible, sin embargo la justificación técnico/económico será parte de la evaluación de la propuesta.
5. ¿Qué acciones o documentación se requerirá para el proceso de cambio de campo?
Se determinará una vez que la Comisión de Evaluación apruebe el cambio.
6. Requerimos confirmar la integridad de la roca sello de Samaria.
Samaria no es un campo de interés para la demanda.
 - I. ¿Cuál es la formación de la roca sello?
En Samaria son formaciones lutíticas impermeables.

- II. Litología de la roca sello.
En Samaria es de arcillas o lutitas
 - III. Espesor de la roca sello.
En Samaria es de cientos de metros
 - IV. ¿Presencia de fracturas en la roca sello?
En Samaria no hay fracturas en la roca sello.
 - V. Porosidad /permeabilidad de la roca sello.
En Samaria la porosidad no se estima, no es una zona de interés. Se considera baja y prácticamente no hay permeabilidad.
 - VI. ¿Disponibilidad del modelo estructural? (es preferible sísmica 3-D).
En Samaria si hay modelo estructural.
 - VII. ¿Existencia de núcleos que incluyan la roca sello?
En Samaria hay núcleos pero no incluyen la roca sello.
7. Confirmación en la probabilidad de que el realizador de la prueba piloto pueda modificar el esquema propuesto de pozos. Esto con el fin de diseñar un proyecto piloto que garantice el incremento en el factor de recuperación y reservas.
Confirmado. Es importante señalar que se evaluará la factibilidad técnica/económica de la propuesta.
8. Es necesario obtener lo más pronto posible un barril de aceite del yacimiento para pruebas de laboratorio que apoyen la configuración de los pozos ideal y las instalaciones superficiales necesarias.
El fluido solicitado estará disponible desde el arranque del proyecto. Puede integrarse como una solicitud en la sesión de arranque del proyecto.
9. Se requerirá información detallada del yacimiento, ¿habrá apoyo por parte del Activo para ello?
Si, todo lo que se requiere. Es un proyecto de, para y en el activo.
10. ¿Se tiene identificada la zona y disponible la información para el estudio de masificación?
Se cuenta con la información, la masificación se realizaría en todo el campo. Lo que rige es la viabilidad técnico/económica de los resultados.

11. Cual es la permeabilidad de cada uno de los cinco yacimientos de la página 21?

Un promedio de 4 md., varía dependiendo del tipo de facies entre 0.1 a 10 md.

DEMANDA D5/CH2011-02

PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE HIDROCATALIZADORES HETEROGÉNEOS Y HOMOGÉNEOS CON APLICACIÓN MEDIANTE PRUEBA PILOTO EN EL CAMPO AYATSIL.

1. ¿Habrá una definición de yacimiento y pozos específica por parte de PEMEX o bien se participará en una selección de la mejor opción para realizar la prueba piloto?

No existe objeción por parte de PEMEX para utilizar cualquiera de las dos estrategias. La decisión se tomará dependiendo de la justificación contenida en la propuesta.

2. ¿Cuáles son las facilidades para conseguir núcleos de roca de las formaciones de interés?

Hay núcleos disponibles pero muy limitados en el tamaño. PEMEX los pondrá a disposición del sujeto de apoyo ganador.

3. ¿Facilidades para obtener crudo?

Es muy limitado. Podrían proporcionarse aceites de pozos exploratorios vecinos con densidades API menores.

4. Dentro de los esquemas actuales de PEMEX, ¿existe la posibilidad de tener uno que se asemeje al proceso SAGD? (p.ej. pozos horizontales dobles).

No existen esquemas con esas características.

5. ¿Tiene PEMEX muestras de núcleos del campo Ayatsil y de los campos en tierra donde se podría hacer una prueba piloto (Angostura, Ébano, Pánuco)?

Si se tienen muestras, pero en caso de que no cumplan con las especificaciones del proponente, se tomarán en cuenta los requerimientos en la propuesta, para obtenerlos.

6. ¿PEMEX tiene posibilidad de proporcionar muestras de crudo vivo para realizar las pruebas de desplazamiento en núcleo?

No, no se cuenta.

7. Las pruebas de campo, se ha comentado que serán en un yacimiento en tierra. ¿Cuál es el alcance de las investigaciones para la aplicabilidad de la tecnología a desarrollar para el caso de un campo costa afuera?

Para un campo en el mar, deberá llegarse hasta el diseño conceptual, es decir, hasta la etapa de conceptualización del proceso VCD de PEMEX.

8. ¿Quién financiará las instalaciones superficiales y la perforación del pozo inyector?

El Fondo, a través del Consorcio, siempre y cuando esté justificado.

DEMANDA D6/CH2011-02

DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE EN EL CASQUETE DE GAS Y LA ZONA INVADIDA POR AGUA EN YACIMIENTOS NATURAMENTE FRACTURADOS EN EL CAMPO AKAL.

1. ¿Para el caso que se propusiera una prueba piloto, ustedes propondrían una zona factible para realizar la prueba o uno la propondría?

PEMEX facilitará la información necesaria para determinar de forma conjunta la zona para realizar la prueba.

2. ¿Se cuenta con muestras de roca (núcleos), aceite y agua suficientes para realizar pruebas en laboratorio?

Si, pero tiene que considerarse que el tipo de información habrá de evaluarse de acuerdo a los requerimientos del proyecto. En caso de que no cumpla con los requerimientos, deberán tomarse muestras adicionales.

3. ¿El objetivo de la demanda se concentra en un enfoque metodológico o un enfoque de aplicación al campo Akal?

En un enfoque metodológico y sus aplicaciones para el campo Akal.

4. ¿Cuál es el estado mecánico de los pozos de monitoreo en Akal?

Son pozos calibrados, entubados, probablemente con baja calidad en la cementación y posiblemente en un área de pozos cerrados.

5. La demanda incluye la definición en un sistema fracturado, sin embargo, en la presentación el enfoque se concentra en la matriz ¿cuál es el enfoque de la demanda?

Es en el sistema de triple porosidad matriz, vóculos y fracturas, siendo el interés la determinación de la saturación remanente en la matriz.