



FONDO SECTORIAL CONACYT-SECRETARÍA DE ENERGÍA –HIDROCARBUROS

**PREGUNTAS ATENDIDAS RESPECTO A LAS DEMANDAS ESPECÍFICAS
DE LA CONVOCATORIA HIDROCARBUROS – 2010 – 03**

INDICE

Talleres de Aclaración de Dudas Técnicas - 18 y 28 de Febrero

Demanda	Descripción	Expositor(es)
D1/CH2010-03	Simulación numérica de yacimientos que considere fases múltiples y la heterogeneidad del medio poroso. (PEP)	Ing. Jose Antonio González Guevara Ing. Mario Alberto Vásquez Cruz Ing. Rodolfo Camacho Velázquez
D2/CH2010-03	Adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos con "wide azimuth" para la obtención de mapas de tendencia de fracturas. (PEP)	Ing. Jorge Gonzalez Rincón Ing. Noel Holguin Quiñones
D3/CH2010-03	Determinación de correlaciones experimentales para la caracterización de crudos pesados. (PEP)	Ing. Carlos Armando Lechuga Aguiñaga
D4/CH2010-03	Desarrollo de modelos geomecánicos y de presión de poro, obtenidos a partir de información disponible en campos (antes de llegar a fracturamiento). (PEP)	Ing. Noel Holguín Quiñones
D5/CH2010-03	Generación de vapor in-situ para la explotación de yacimientos petroleros con acuífero asociado. (PEP)	Ing. Octavio Steffani Vargas Ing. Marco Antonio Jimenez Aquino
D6/CH2010-03	Desarrollo de aditivos para aumentar la lubricidad y la conductividad de diesel UBA. (PR)	Dr. Luis Miguel Rodríguez Otal
D7/CH2010-03	Reducción del contenido de benceno en las corrientes de Reformado. (PR)	Dr. Luis Miguel Rodríguez Otal
D8/CH2010-03	Alternativas tecnológicas para la administración de la corrosión en ductos enterrados. (PR)	Ing. Mario Vergara Constantino Ing. Ramon Mora Torrano
D9/CH2010-03	Sistema integral de administración de integridad y confiabilidad de instalaciones vinculadas al proceso de Logística de Hidrocarburos y Derivados de PEMEX". (DCO)	Ing. Carlos Arturo Sanchez Magaña Ing. Jose Luis Martínez Gonzalez

22 de febrero de 2011

DEMANDA 1.- D1/CH2010-03. (PEP) “Simulación numérica de yacimientos que considere fases múltiples y la heterogeneidad del medio poroso”.

1. ¿Tope asignado al desarrollo del proyecto?

R. De acuerdo a lo mencionado en el Taller de Aclaración de Dudas Técnicas, el pasado 18 de Febrero, no se ha establecido un cierto monto para la demanda. De hecho, se considera que el mismo debe ser establecido por la institución proponente, en función de los objetivos y actividades establecidos en el plan de trabajo a realizar. De esta forma, una vez recibida la propuesta se definirá la viabilidad técnico-económica de la propuesta.

2. ¿Una función de transferencia que involucre la dimensión fractal podría modelar adecuadamente los yacimientos cruzados?

R. Esta no es la forma de capturar la heterogeneidad que representa el flujo de fluidos en un medio con difusión lenta. De hecho, lo que se solicita es partir de una ecuación de continuidad representada por una ecuación diferencial parcial para difusión lenta para el caso fractal. Asimismo, también se solicita considerar el caso de multifractalidad.

3. ¿Cómo obtendrás las pruebas para definir la dimensión fractal requerida?

R. Las dimensiones fractales, volumétrica y areales, se obtendrán a través de diversas fuentes de información tales como registros geofísicos, pruebas de variación de presión, muestras de roca, pruebas de trazadores, afloramientos, etc. De hecho, esta pregunta se relaciona con la actividad de otros proyectos que atienden otra demanda del mismo Fondo.

24 de febrero de 2011

DEMANDA 2.- D2/CH2010-03. (PEP) “Adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos con “wide azimuth” para la obtención de mapas de tendencia de fracturas”.

1. Siendo una entidad extranjera, ¿Qué tipo de restricciones se tienen para la participación en estos fondos?

R. 1. La participación de las Instancias en el Extranjero que se incorporen a los proyectos no podrá exceder del 50% del apoyo autorizado a los mismos.

2. Colaboración tecnológica, asesoría y consultoría con instituciones del extranjero en temas, directamente relacionados con el proyecto (hasta un máximo de 50% del monto total del proyecto).

2. Y en caso que se haga una participación conjunta con la UNAM ¿Qué clase de lineamientos se deberán cumplir y que limitantes tendremos?

R. 2.1. En el caso de propuestas en Grupo, se requiere un acuerdo de colaboración entre los participantes para el desarrollo del proyecto. Para la presentación inicial de la propuesta bastará con presentar una carta de intención y adhesión de cada uno de los participantes del Grupo, firmada por el representante legal (formato Anexo II de carta de intención y adhesión). Para la formalización del apoyo se deberá contar con el acuerdo de colaboración correspondiente.

2.2. La institución líder (o instituciones participantes en grupo) tendrán que elaborar un Esquema acerca de la Distribución de los Beneficios, entre su grupo de investigación, que en su caso se generen a partir de la implementación del proyecto.

2.3. Cada una de las instituciones nacionales que integran una propuesta en Grupo, deberá contar con su inscripción vigente en el Registro Nacional de Instituciones y Empresas Científicas y Tecnológicas (RENIECYT):

<http://www.conacyt.gob.mx/registros/reniecyt/Paginas/default.aspx>

2.4. Las propuestas presentadas en Grupo, deberán identificar al proponente líder, quien será responsable del cumplimiento de los alcances de la propuesta y de la suscripción del Convenio de Asignación de Recursos.

2.5. El proponente líder también será responsable de la coordinación del proyecto y su responsable técnico desempeñará la función de “responsable general”, lo cual implica integrar los avances y resultados de los grupos individuales, así como mantener la cohesión del grupo de trabajo.

2.6. Es requisito que dentro del Grupo exista por lo menos una participación equivalente de una Institución de Educación Superior (IES) o un Centro de Investigación (CI) nacionales.

2.7. En las propuestas de grupo se deberá declarar para cada institución participante la infraestructura con la que disponen y que utilizarán en la ejecución del proyecto.

2.8. Asesoría y consultoría tecnológica nacional directamente relacionada con el proyecto hasta un máximo de 30% del monto total del proyecto.

3. ¿Qué actividades se podrían contemplar dentro de esta demanda adicional a diseño?

R. Pueden contemplar el siguiente tipo de actividades agrupadas en fases, mas sin embargo las consideramos enunciativas y no limitativas, se está abierto a que se complementen, mejoren y se incluyan nuevas actividades y fases:

Fase de análisis del modelo geológico de PEP:

- Seminario acerca del desarrollo de modelos subsalinos del consorcio AGL (Applied Geodynamics Laboratory) del Buro de Geología Económica de la Universidad de Texas en Austin.
- Análisis Complementario al modelo del subsuelo de PEMEX por medio de Especialistas en Geología Estructural y Tectónica Salina centrado en la geometría del modelo estructural bajo sombra de sal.
- Evaluación del modelado con datos de Pemex de Gravimetría, Magnetometría (discusión de la estimación del espesor de sal, extensión y forma de sus cuerpos, paleo relieve del basamento, etc.).
- Soporte Técnico en los estudios, reportes y modelos del Consorcio AGL (Applied Geodynamics Laboratory) del Buro de Geología Económica de la Universidad de Texas en Austin en la modificación y/o propuesta de la geometría del modelo estructural bajo sombra de sal.
- Mesa de trabajo con personal de PEMEX y expertos involucrados por parte de uds, sobre la discusión de la Geología Regional, el sistema tectónico imperante, el ambiente geodinámico jurasico considerado y el principal dominio estructural en el modelo de PEMEX bajo la sombra de sal con base a la perspectiva de secciones balanceadas hechas por Pemex o elaboradas por la propia Mesa de trabajo con información del continente y de costa afuera.
- Búsqueda de análogos geológicos en el NE del Golfo de México del área considerada por Pemex para adquirir Wide Azimuth.
- Seminario acerca del análisis complementario al modelo del subsuelo de PEMEX por medio de Especialistas en Geología Estructural y Tectónica Salina. Descripción de su discusión y conclusiones.

Fase de análisis del dato sísmico antecedente:

- Análisis de los Informes de Proceso. Discusión de la etapa de acondicionamiento de dato de dichos informes.
- Análisis de los ruidos presentes en datos antecedentes NAZ y la naturaleza de los múltiples presentes. Análisis de los múltiples por modelado sismológico 1D.
- Evaluación de los datos NAZ (Narrow Azimuth) adquiridos por Pemex antecedentes (2D y 3D) en comparación de una adquisición WAZ (Wide Azimuth).
- Evaluación de los resultados del proceso en tiempo y profundidad de los datos antecedentes NAZ 2D y 3D.
- Reproceso de datos 2D y 3D NAZ en términos de Pruebas de decimacion (decimacion de intervalo de puntos fuente, decimacion de intervalo de puntos receptor, decimacion de Offset, decimacion de aperturas de migración, etc). Determinación del Offset crossline mínimo recomendable según estos datos.
- Análisis y complemento del modelo de velocidad en profundidad existente para emplearse en la generación de tiro sintético.
- Seminario acerca del análisis a la sísmica antecedente. Descripción de su discusión y conclusiones.

Fase de Estudio de Factibilidad por Modelado Sismológico

- Generación de propuestas de diseño de dispositivo de adquisición, relacionadas a esfuerzo de campo (costo) y duración de la adquisición – proceso del dato (tiempo).
- Generación de disparo sintético por métodos numéricos.
- Generación / edición de los disparos sintéticos relacionados a los dispositivos propuestos.
- Procesado convencional de los disparos sintéticos editados, relacionados a los dispositivos a factibilizar, para evaluar la capacidad de atenuar ruidos y múltiples.
- Aplicación del Proceso Comercial de migración PSDM RTM, WEM de los datos sintéticos generados para cada dispositivo.
- Análisis de iluminación por trazado de rayos, comparando SMA del conteo de incidencias vs amplitudes RMS sobre las capas del modelo, o por amplitudes RMS de datos sintéticos migrados sobre las capas del modelo comparado a los RMS de datos reales.
- Generación de gráficos compuestos formados por ilustraciones de secciones finales migradas sintéticas representativas que se asocien al pronóstico de cada dispositivo de adquisición considerado y a su vez relacionen el esfuerzo de campo (infraestructura) con el tiempo de proceso. Pueden ser de 3 por 3 o 4 por 4 cuadros de imágenes que permitan visualmente comparar el resultado sintético de demerito o mejora de imagen a el esfuerzo de campo y tiempo.
- Evaluación de los efectos en los resultados finales y en procesos especiales (AVO, AVA, Etc.) por gaps de datos en los dominios del Offset, Azimut, midpoint, punto de tiro y receptor-fuente.
- Análisis de efectos anisótropos del campo de velocidad en el los datos (al menos anisotropía por estructura y por cuerpo de sal).
- Modelado elástico AVO con los datos sintéticos y requerimientos a los datos por efectos de gaps en los diferentes dominios.
- Modelado elástico AVA con los datos sintéticos y requerimientos a los datos por efectos de gaps en los diferentes dominios y anisotropía principalmente por estructura y presencia de cuerpos de sal.
- Seminario acerca del Estudio de Factibilidad empleando Modelado Sismológico. Su desarrollo y conclusiones.

El programa de diseño puede iniciar en paralelo al de proceso dado que ya se cuenta con datos WAZ Streamer de la parte Norte del Golfo de México que pueden facilitarse para iniciar con la etapa de proceso y enfocar la de diseño a otra área que se considere candidato para adquisición a corto plazo, según PEMEX lo solicite.

Se consideraran áreas imagen del subsuelo del orden de 800 a 600 Km² y con una consideración de apertura de migración del orden de 8,000 a 10,000m que sean representativas del estilo estructural esperado bajo la sombra sísmica de la sal de un área mayor (como la de un levantamiento NAZ 3D). Lo que requerirá un campo de velocidad en profundidad de mayor área.

Los recursos computacionales asociados al tiempo esperado para los procesos aplicados (generación de tiro sintético, edición del tiro sintético, migraciones PSDM, ruidos, múltiples, etc.) se deberán acotar claramente en la propuesta y será aceptable que se consideren opciones de que estos aumenten en pro de acortar los tiempos de la etapa de diseño, pero debe estar siempre claramente definido.

Existe una posibilidad de que PEMEX solicite un área con solo antecedentes de NAZ 2D pero con datos de potenciales, se deberá considerar un trabajo de inversión de gravimetría y magnetometría empleando el perfil de velocidades en profundidad con Tomografía para migración PSDM para modelar el espesor y forma tentativa de los cuerpos de sal y para así obtener una pseudo estructura del campo de velocidad y de densidad 3D en profundidad con un realismo similar al de áreas encontradas como análogas del NE del Golfo de México. La densidad la podrá obtener por medio de calibración con pozos y adaptación de formulas de Gardner.

Los seminarios se ofrecerán a personal de Pemex Exploración y Producción y lo deseable es que se ofrezcan en las ciudades de Villahermosa, Ciudad del Carmen y Poza Rica.

4. ¿Dentro de la adquisición se podría contemplar el OBC o Cable de Fondo Marino y/o Multicomponente?

- R. Debido a que se considera que las adquisiciones de datos wide azimuth serán para objetivos exploratorios (ubicar localizaciones a ser perforadas) y llevados a cabo con el contrato del barco dedicado por lo que se contempla principalmente adquisición Streamer WAZ.

DEMANDA 3.- D3/CH2010-03. (PEP) "Determinación de correlaciones experimentales para la caracterización de crudos pesados".

1. Petición de ver información en sitio Conacyt sobre la tabla de crudos base, ofrecida por Pemex.

- R. Ver documentos de referencia - **Anexo 1.** Tablas crudos base-Alcances de ensayos y **Anexo 2.** Tablas de crudos base ligeros

28 de febrero de 2011

2. La propuesta lista una serie de técnicas analíticas para la determinación de distintas propiedades. Esta lista se presenta como sugerencia indicativa. Dado los objetivos y la aplicabilidad planteada, ¿Sería correcto armar una propuesta proponiendo técnicas alternativas y/o complementarias, correctamente fundamentadas, pero que proporcionen aún mejores resultados?

- R. Si, se pueden utilizar técnicas alternativas siempre y cuando se cumpla con el objetivo de tener una composición química hipotética de la molécula del asfalteno y su impacto en la viscosidad. La propuesta de de métodos alternos o complementarios para este fin, deberá ser descrita en la propuesta.

3. ¿Es posible enriquecer la propuesta con planteamientos que conduzcan directamente a una mejor asimilación de resultados por parte de PEP?

R. Sí, siempre que el objetivo y alcances del proyecto no se modifiquen. De proponerse cambios al alcance deberá describirse dicho cambio y el tiempo y recursos requeridos para tal fin.

4. ¿Podrían delimitar con precisión los requerimientos en relación a emulsiones? Corte de agua, distribución de tamaño de partícula, reología, rangos de temperatura y presión.

R. El contenido de agua emulsionada que deberá considerarse, se hará saber al consorcio ganador. Para fines de integrar propuestas, se deberán considerar pruebas físicas para al menos tres porcentajes de agua emulsionada por cada muestra.

5. La convocatoria actual en relación a la del año pasado tiene entre otras diferencias la NO solicitud del entregable software de correlaciones. ¿Por qué razón ahora no se contemplan?, ¿Se puede entregar el software como un valor agregado a la nueva convocatoria?, ¿Hay alguna limitante al respecto?

R. El objetivo del proyecto es desarrollar correlaciones experimentales que puedan ser adaptadas al software disponible comercialmente en el mercado y que además sea actualmente utilizado institucionalmente en Petróleos Mexicanos para simulación de flujo y procesos de producción.

Si es posible entregar software adicional, siempre y cuando se considere como un producto entregable adicional que incluya además de manuales de usuario, los algoritmos y/o programas fuente para su actualización en caso de requerirse. De proponerse este software como adicional al alcance, deberá describirse en forma independiente en la propuesta y el tiempo y recursos requeridos para tal fin, su aceptación final estará sujeta a evaluación.

CARACTERIZACION DE CRUDOS PESADOS.

6. Las muestras de crudo base del estudio las recuperara PEP y estas serán entregadas al licitador ganador o serán recuperadas en campo por la institución que desarrolle el trabajo.

R. Las muestras serán recuperadas por el licitador ganador.

7. En caso de que el licitador ganador realice la recuperación en campo, PEP sufragara los costos de transporte, viáticos y capacitación de cursos de seguridad exigidos por el anexo S para un mínimo de 2 especialistas, como son:

- 1. Inducción a la seguridad, Salud y Protección Ambiental para Personal que Labora en Instalaciones de Pemex.**
- 2. Manejo a la defensiva.**
- 3. Rig Pass**
- 4. Seguridad en Plataformas y Barcazas.**
- 5. Primeros auxilios básicos.**

6. Plan de respuesta a Emergencias.
7. Seguridad en H₂S y Verificador Gas
8. Signatario
9. Iniciación y Formación Básica al STCW/95.

R. Estos costos deberán ser presupuestados en la propuesta.

8. ***Muchos de los puntos de muestreo de crudo de PEP no cumplen con la metodología estándar, el estudio se realizará en estas condiciones ó hay que incluir una etapa de diagnostico y esperar hasta que PEP realice las adecuaciones sugeridas.***

R. Se realizaran en los puntos que cumplan y en caso de seleccionar algún punto que no cumpla los estándares se realizará por parte del licitador ganador una etapa de diagnostico y emitirá las recomendaciones del caso para asegurar un muestreo representativo.

9. ***Es suficiente la presentación de un solo esquema de fraccionamiento por destilación de crudo y en su opinión cual sería el más adecuado?***

R. Los alcances mínimos de los estudios y pruebas están descritos en la tabla anexa.

10. ***La metodología de análisis de crudo, destilados y residuos es la típica de transferencia de precios ó existe algún requerimiento especial para que la base de datos también sirva para refinación (agotamiento +550 °C) transporte, almacenamiento (PVT, recuperación de vapores), ecología (derrames y sus afectaciones), diseño de nuevas instalaciones ó adecuaciones de las existentes.***

R. Los alcances mínimos de los estudios y pruebas están descritos en la tabla anexa; y los consideramos acorde a los alcances del proyecto.

EMULSIONES

11. ***Los estudios de emulsiones serán base para el diseño de tubería, bombas, compresores, instrumentación de control de las condiciones actuales y futuras de producción y transporte de crudos pesados (emulsiones directas)?***

R. Si.

12. ***Los estudios de emulsiones será base de investigación del transporte de crudos pesados (emulsiones inversas)?***

R. No.

13. En los trabajos de emulsiones estas serán en forma natural ya sea corrientes de campo y/o laboratorio o estabilizadas con aditivos emulsificantes.

R. No se utilizaran aditivos emulsificantes.

14. Cual serían las bases en el diseño de emulsiones (viscosidad, temperatura, presión, tamaño de gota, tiempo de asentamiento, carga eléctrica) esperadas por ustedes.

R. Determinar el efecto del tipo de la emulsión en la viscosidad, floculación y coalescencia.

15. En el supuesto caso de que se opte por el empleo de productos químicos para la estabilización de emulsiones y si los aditivos prototipos conocidos no sean los óptimos es válido incorporar un estudio de investigación de elaboración de aditivos para emulsificar/desemulsificar según sea el caso y sus correspondientes, pruebas a nivel botella, banco y campo?

R. No se utilizaran aditivos emulsificantes

REOLOGÍA DE CRUDOS PESADOS.

16. Consistirá únicamente en determinar el tipo de fluido y sus propiedades básicas reológicas (viscosidad, esfuerzo cortante, gradiente de velocidad de corte, punto de fluidez) a diferentes condiciones de temperatura y presión a crudos base y sus mezclas ó el estudio se extrapolara al conocimiento de su curva maestra en otras zonas de interés (zonas visco elásticas, elásticas y rígidas) críticas.

R. Las pruebas se realizarán en los rangos de presión y temperatura que se especifican que corresponden a los rangos de operación de nuestros sistemas de transporte.

ESTABILIDAD Y COMPATIBILIDAD.

17. Tiene PEP alguna metodología estandarizada contemplada que se aplique a la estabilidad dinámica de crudos pesados (el estado del arte solo se mencionan particularidades de varias compañías)?.

R. No.

03 de marzo de 2011

DEMANDA 4.- D4/CH2010-03. (PEP) “Desarrollo de modelos geomecánicos y de presión de poro, obtenidos a partir de información disponible en campos (antes de llegar a fracturamiento)”.

1. ¿Se buscaría modelos de predicción de presión de poro “a la medida” con base a la información disponible, con el objetivo de extrapolar las predicciones (OBG, Pp, FG) a zonas sin información?

R. Se definirá un campo que cuente con información sísmica “3D”, del cual se le realizara una auditoria de los datos disponibles en los pozos exploratorio, delimitador y de desarrollo con el objetivo de extrapolar las predicciones (OBG, Pp, FG).

2. ¿Como parte del acondicionamiento de la información sísmico, se debe de incluir la metodología experimental para caracterizar núcleos de roca, que se usará para calibrar las velocidades sísmicas?

R. Si el campo cuenta con núcleos disponible para realizar esta metodología experimental, en la caracterización de núcleos de roca, que se usará para calibrar las velocidades sísmicas en el Cubo sísmico, estarán disponibles.

3. ¿Cuándo se planea un pozo incluye el diseño de asentamiento de la tuberías de revestimiento. Para áreas marina y terrestres?

R. Cuando se ha realizado la predicción de presión de poro (Pp) y el gradiente de fractura (FG) en el Modelado Geomecánico “1D”, “2D” y “3D”, se deben de incluir en el plan de perforación los asentamientos de las tuberías de revestimiento, en las áreas marina y terrestre.

Recomendación: Para el modelado de la caracterización con núcleos (laboratorio), se debe incluir en las pruebas con la temperatura in situ.

4. ¿Si no tengo núcleos de pozos, puedo utilizar afloramiento similar a lo esperado, con el fin de realizar velocidades primarias y secundarias?

R. No sería lo adecuado para la calibración de las velocidades sísmicas, pero se puede utilizar la tomografía de alta resolución.

5. ¿A qué objetivos se interesa la demanda, de Gas y/o aceite?

R. Este proyecto tiene como objetivo los yacimientos de gas y aceite en aguas profundas, aguas someras y en la parte terrestre.

6. ¿La metodología de presión de poro ya se conoce en la industria, utilizando datos sísmicos en exploración, se aceptaría una nueva metodología para ser transferida a personal de Pemex?

R. Se podrá utilizar una nueva metodología en utilizar los datos sísmicos, siempre cuando este comprobada su utilidad en la industria petrolera, su aplicación y sobre todo que minimicé la incertidumbre en la predicción de Pp y FG para determinar la venta operativa en el pozo y reducir los riesgos en las etapas de perforación.

7. ¿Se dispondrían datos de perforación?

R. Estará disponible toda la historia de perforación de los pozos, como su informe final.

8. ¿Cuánto se dispondría de la información?

R. En cuanto inicie el proyecto, en la etapa de compilación de la información.

9. ¿Se tiene definido algún campo para la aplicación en específico, ejemplo aguas profundas?

R. No está definido el campo para su estudio, pero se analizara el campo candidato.

10. ¿Cuándo se refieren a metodología, tecnología, hablan de desarrollo tecnológico para presión de poro y geomecánica?

R. Si, se refiere la aplicación de todo el flujo de trajo para el acondicionamiento de un sub-volumen sísmico para el picado fino de velocidades, considerando el modelado geológico regional, para obtener cubos de velocidades de intervalo refinadas, línea de de tendencia de compactación normal, densidades, gradiente de sobrecarga, presión de poro, y gradiente de fractura, como de colapso. También considerando toda la información disponibles en los pozos, registros geofísicos, datos de perforación y del yacimiento. Realizando los ajustes de calibración.

11. ¿Geología compleja incluyendo carbonatos?

R. Sí, para determinar los esfuerzos horizontales principales en la estructura (Caracterización Geomecánica).

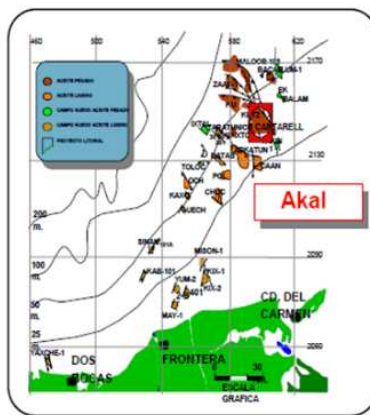
12. ¿Definir de una mejor manera lo que es aplicación operativa, desarrollo e investigación?

R. En la industria petrolera hay compañías que tiene su propia metodología y tecnología para el Modelado Geomecánico, también existen muchas ecuaciones para determinar las propiedades mecánicas y la predicción de presión de poro. Se requiere definir una ecuación y/o cuales son las ecuaciones más adecuadas para su aplicación en el país, de acuerdo a los objetivos de perforación, profundidad del pozo, tipo de yacimiento, columna litológica del pozo y al tipo de esfuerzos que estén afectando a las cuencas petrolíferas del país.

25 de febrero de 2011

D5/CH2010-03.- Generación de vapor in-situ para la explotación de yacimientos petroleros con acuífero asociado. (PEP)

1. ¿Podrían proporcionarnos alguna resumen de características principales de alguno o algunos de los campos de Ku-Maloob-Zaap similar al que tenemos del campo Akal y que se incluye en este mensaje?



- Initial date of Explotation : **June, 1979**
- Reservoir Type : **Black Oil**
- Lithology: **Dolomitized Calcareous Breccias and Calcareous Dolomite.**
- Fluid Viscosity : **2.59 cp @ Current conditions**
- Fluid Density °API : **22**
- Total Porosity : **8%**
- Initial Water Saturation: **21%**
- Effective Permeability: **4 Darcy**
- Reservoir Top: **1000 tvms**
- Reservoir Datum : **2330 meters below KB**
- Reservoir Temperature : **110-120 °C**
- Initial Pressure : **270 kg/cm²**
- Bubble Point Pressure: **150 kg/cm²**
- Current Pressure: **93 kg/cm² (Mar/08)**
- Daily Oil Average Production Mar/08: **1,045,454 BPD**
- Gas-Oil Ratio: **65 m³/m³**
- OOIP@s.c.: **32,086.6 MMBLS**
- NP @ Mar/08: **11,945.5 MMBLS**
- Rec. Factor Mar/08: **37 %**

R. En la siguiente Tabla se indican los posibles campos donde pudiera aplicarse la tecnología de generación de vapor en el fondo del pozo. Es importante mencionar que dicha información es confidencial y se deberá hacer buen uso de ella.

	Ku	Maloob	Zaap
Tipo de yacimiento	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Estructura	Anticlinal	Anticlinal	Anticlinal
Area, km2	38.35	53.4	31.98
Espesor neto, m	311.29	255	295.3
Porosidad,%	8.23	9.8	9.24
Saturación de agua,%	13.98	12.25	14.27
Permeabilidad, md	500-5000	500-7000	500-6000
Profundidad@ P. R., mVbnm	3000	3300	3300
Tirante de agua, m	60	80	85
CAA original, mVbnm	3243	3422	3422
CAA actual, mVbnm	3127 (02/07)	3451 (06/07)	3478 (04/08)
CGA actual, mVbnm	2716 (04/08)	N/D	2735
Presión inicial, kg/cm ²	321	294	232
Presión actual, kg/cm ²	128	137	135
Temperatura, °C	116	117.3	120
Densidad del aceite, °API	21.6	12.4	11.58
Presión de saturación, kg/cm ²	184	144.48	153
Bo, m3/m3	1.4	1.247	1.3527
RGa, m3/m3	107	312	89.02
Viscosidad @ p.b. y Ty, cp	1.78	11.1	6.96

3 de marzo de 2011

2. ¿Espera PEMEX que el producto se inyecte por el mismo pozo que se extraiga el crudo?

R. La inyección del producto se podría inyectar por el mismo pozo que se produzca el crudo o también podría inyectarse en otro diferente, dependiendo de los objetivos particulares de la prueba piloto para probar la tecnología.

3. ¿Si en la demanda va implícita el diseño y la construcción del equipo de inyección del nano producto?

R. El proponente deberá incluir en la demanda el equipo necesario para la inyección de los productos, y asegurar que los objetivos se cumplan. En estos mismos equipos se deberá considerar aquellos que garanticen la seguridad e integridad en las instalaciones de PEMEX donde se vaya a realizar la prueba de la tecnología. La demanda contempla la inyección de nanoproductos como un ejemplo o como una posible alternativa. Los proponentes deben de definir el tipo de sistema, el equipo y/o el producto que generará vapor en el acuífero asociado que sea técnicamente y económicamente factible.

4. ¿Si el nano producto se puede inyectar solo o asociado con otros productos?

R. El proponente deberá realizar el estudio de la conveniencia de inyectar los nanos productos solos o asociados con algún otro producto.

5. ¿A qué le llaman ustedes activación o estimulación del producto por ondas electromagnéticas?

R. Debe entenderse por activación del producto a la acción de que una vez inyectado al yacimiento, mediante la generación de ondas electromagnéticas, el nano producto empiece a generar calor y vapor.

6. ¿Con estas ondas electromagnéticas ustedes pretenden producir calor?

R. Se considera que la función de las ondas electromagnéticas es únicamente la de activar el nano producto; sin embargo, si el proponente considera que mediante la aplicación de estas ondas es posible generar calor y vapor, pues queda abierta la propuesta a eso también. Ver contestación de la pregunta 2.

7. ¿Qué presión y qué temperatura desean ustedes en PEMEX que se genere el vapor por la acción de estas nano partículas?

R. El proponente deberá realizar un estudio con base en las condiciones actuales de presión y temperatura en el fondo del pozo y la tecnología que utilizará para la generación de vapor, y a partir de esto determinar la temperatura y presión que se alcanzarán en el fondo del pozo para lograr el objetivo.

8. ¿Qué cantidad en toneladas x hora de vapor pretenden o desean ustedes que se genere en el pozo?

R. El proponente deberá incluir en su estudio la cantidad de vapor que se pueda generar a partir de las características particulares del agua del acuífero y de las características del yacimiento candidato la cantidad de vapor que se podría generar.

9. ¿Cuántos pozos tiene PEMEX como candidatos para aplicarles esta tecnología?

R. Actualmente PEMEX cuenta con varios campos en etapa de explotación madura, con varias decenas y cientos de pozos candidatos para aplicar tecnologías de recuperación mejorada mediante la aplicación de técnicas térmicas.

10. ¿Qué profundidad promedio tiene estos pozos?

R. Las profundidades promedio de los yacimientos candidatos son del orden de 3000 mts

11. ¿Los pozos su entubado ya tiene disparos?

R. La respuesta es afirmativa, ya todos los pozos están disparados, si así no fuera, PEMEX proporcionará el o los estados mecánicos de los pozos candidatos para que se genere el vapor

12. ¿La sonda o sarta por la cual inyectamos el nano compuesto ha de estar empacada?

R. Si entendemos por empacada que el aparejo contará con un empacador en el fondo del pozo, la respuesta es afirmativa, o bien el proponente deberá considerar los elementos que aseguren que el vapor generado esté bien enfocado al yacimiento y no se regrese o disipe por el espacio anular.

13. ¿Costo orientativo que PEMEX estima oportuno para el equipo de inyección?

R. El proponente deberá incluir en la propuesta los costos del equipo que él considere necesario para la inyección de los productos para generar vapor. Ya sea que los equipos sean comprados, construidos o rentados, el proponente los deberá incluir en la propuesta. El tema de los costos está relacionado al costo por extracción del barril de aceite a extraer, esto es, deberá demostrarse mediante un estudio técnico-económico, que la implementación de la tecnología desarrollada tendrá mayor rentabilidad que las tecnologías similares existentes.

14. ¿Si el nano compuesto al reaccionar además de producir calor y vapor produce gases es bueno o es malo?

R. El proponente deberá indicar en la propuesta la generación de productos secundarios y evaluar el impacto de estos en el comportamiento de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

15. Costo del compuesto nano formulado que PEMEX estima adecuado o mejor dicho por cada barril de petróleo extra extraído con la tecnología, ¿Si un barril se vende en 100 dólares cuántos dólares o centavos, estima Pemex oportuno que se debe de invertir en ese?

R. El proponente deberá evaluar técnica y económicamente los beneficios de esta tecnología

	Ku	Maloob	Zaap
Tipo de yacimiento	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Estructura	Anticlinal	Anticlinal	Anticlinal
Area, km2	38.35	53.4	31.98
Espesor neto, m	311.29	255	295.3
Porosidad,%	8.23	9.8	9.24
Saturación de agua,%	13.98	12.25	14.27
Permeabilidad, md	500-5000	500-7000	500-6000
Profundidad@ P. R., mVbnm	3000	3300	3300
Tirante de agua, m	60	80	85
CAA original, mVbnm	3244	3422	3422
CAA actual, mVbnm	3127 (02/07)	3451 (06/07)	3478 (04/08)
CGA actual, mVbnm	2716 (04/08)	N/D	2735
Presión inicial, kg/cm ²	321	294	232
Presión actual, kg/cm ²	128	137	135
Temperatura, °C	116	117.3	120
Densidad del aceite, °API	21.6	12.4	11.58
Presión de saturación, kg/cm ²	184	144.48	153
Bo, m3/m3	1.4	1.247	1.3527
RGa, m3/m3	107	312	89.02
Viscosidad @ p.b. y Ty, cp	1.78	11.1	6.96

DEMANDA 6.- D6/CH2010-03. (PR) “Desarrollo de aditivos para aumentar la lubricidad y la conductividad de diesel UBA”.

1. ¿Quiero saber los datos actuales de producción de Diesel UBA

R. La producción de Diesel UBA que actualmente tiene Pemex Refinación es del orden de los 100,000 bls/día en 4 refinерías, Cadereyta, Minatitlán, Salamanca y Tula.

2. ¿Cuál es la demanda a satisfacer de diesel UBA?

R. La demanda a satisfacer en el caso de la demanda que nos ocupa son la producción total de Diesel UBA de Pemex Refinación.

3. ¿En las patentes que resultaran del proyecto de investigación está contemplada la participación de universidades?

- R. Los términos y condiciones sobre el manejo de los derechos de propiedad intelectual (derechos de autor y/o propiedad industrial) que se generen a partir del proyecto, se establecerán en un convenio suscrito entre el Sujeto de Apoyo y el usuario de la tecnología, conforme a lo que las instancias de decisión del Fondo evalúen conveniente en cada caso y previo acuerdo con el Sujeto de Apoyo.

Para mayor información se recomienda consultar la “GUÍA SOBRE ASPECTOS DE PROPIEDAD INTELECTUAL PARA PROYECTOS SOMETIDOS A CONSIDERACIÓN DEL FONDO SECTORIAL DE HIDROCARBUROS”, en cual se encuentra ubicado en la siguiente ruta:

http://www.conacyt.gob.mx/FONDOS/FONDOSSECTORIALES/SENER/HIDROCARBUROS/Paginas/SENER_hidrocarburos_Convocatoria-Abierta.aspx

DEMANDA 7.- D7/CH2010-03. (PR) “Reducción del contenido de benceno en las corrientes de reformado”.

1. ¿La propuesta sólo debe enfocarse a la reducción del benceno ó algún otro compuesto aromático también puede ser reducido?

- R. Únicamente a la reducción del Benceno, el objetivo es la reducción selectiva del Benceno dentro de una corriente típica de reformado.

2. ¿El desarrollo y aplicación del producto sería en el reformado ó directamente en los reactores de reformación?

- R. En el reformado, se trata de eliminar el benceno del reformado.

3. ¿Cuál es la concentración actual de benceno en el reformado que se produce actualmente? ¿A qué concentración sería aceptable la reducción?

- R. La concentración del reformado está entre un 2.5 y un 4.5 % vol. en los reformados de Pemex Refinación, en la demanda se asienta que se requiere una reducción del 80 % del Benceno presente en el reformado.