



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:52 horas del día 24 de agosto del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.1750/2016, de fecha 22 de agosto de 2016, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016

Y
C.
N



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Presentación de los resultados de las evaluaciones para la Precalificación de interesados de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1.
- II.2 Instrucción para la suscripción de los contratos de 6 Áreas Contractuales, correspondientes al proceso de licitación de la Tercera Convocatoria de la Ronda 1.
- II.3 Modificaciones a las Bases de Licitación de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Tot-1.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Doctus-1.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Convenio de Colaboración entre la Universidad Nacional Autónoma de México y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de Hidrocarburos



SAFETY

OAK

II.- Asuntos para autorización

II.1. Presentación de los resultados de las evaluaciones para la Precalificación de Interesados de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Marco Antonio de la Peña Sánchez, Titular de la Unidad Jurídica de la Comisión.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado general, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Con su permiso Comisionado Presidente, señores Comisionados.

En este punto de cumplimiento del numeral 9.6 es de las bases de licitación pública internacional para adjudicar contratos de exploración y extracción bajo la modalidad de licencia en 10 áreas contractuales en aguas profundas, se somete a consideración de este Órgano de Gobierno los resultados de la evaluación para la precalificación de 26 interesados en este proceso, de los cuales 16 fueron precalificados como operadores y 10 como no operadores. Lo anterior con la finalidad de que el Comité Licitatorio emita la constancia correspondiente. Para tal fin, el licenciado Martín Álvarez, Director General de Licitaciones, da cuenta de la evaluación correspondiente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con relación a la precalificación de la licitación CNH-R01-L04/2015, relacionada con 10 contratos en aguas profundas, informo a ustedes los resultados de la precalificación.

De los 26 interesados que se inscribieron en la licitación, 26 iniciaron el proceso de precalificación, de los cuales 16 solicitaron precalificar como operadores y 10 como no operadores.

Durante el periodo de precalificación previsto en las bases, el Comité Licitatorio llevó a cabo la revisión, evaluación y verificación de la documentación e información presentada por los interesados en precalificar, de acuerdo a los requisitos de experiencia, capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales requeridas para ello.

En algunos puntos, el Comité Licitatorio se apoyó de la Unidad de Inteligencia Financiera de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente.

Durante la evaluación, fue necesario solicitar a los interesados aclaraciones a la documentación o información presentada durante el proceso de precalificación, las cuales fueron desahogadas en tiempo y forma por los interesados dentro del periodo de precalificación.

Concluida la revisión, verificación y evaluación de la documentación e información presentada por los interesados, se tiene que los siguientes interesados que presentaron los documentos para precalificar como operadores cumplen con los requisitos de experiencia, capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales, previstos en las bases.

Los interesados que cumplieron con los requisitos para ser operadores son:

- Atlantic Rim México S. de R.L. de C.V.,
- BHP Billiton Petróleo Operaciones de México S. de R.L. de C.V.,
- BP Exploration México S.A. de C.V.,
- Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V.,
- China Offshore Oil Corporation E&P México S.A.P.I de C.V.,
- ENI México S. de R.L de C.V.,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- EXXONMobil Exploración y Producción México S. de R.L. de C.V.,
- Hess México Oil and Gas S. de R.L. de C.V.,
- Murphy Sur S. de R.L. de C.V.,
- Noble Energy México S. de R.L. de C.V.,
- PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V.,
- PEMEX Exploración y Producción,
- Repsol Exploración Mexico S.A. de C.V.,
- Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V.,
- Statoil E&P México S.A. de C.V.,
- Total E&P México S.A. de C.V.

Asimismo, concluida la revisión, verificación y evaluación de la documentación e información presentada por los interesados que solicitaron precalificar como no operadores, se tiene que los siguientes interesados cumplieron con los requisitos financieros, legales y de procedencia de recursos para precalificar como no operadores.

Los interesados son:

- Galp Energia E&P B.V.,
- Inpex Corporation,
- Lukoil International Upstream Holding B.V.,
- Mitsubishi Corporation,
- Mitsui & Co. LTD,
- ONGC Videsh Limited,
- Ophir México Holdings Limited,
- Petro-Canada (International) Holdings B.V.,
- Petróleo Brasileiro México S. de R.L. de C.V.,
- Sierra Offshore Exploration S. de R.L. de C.V.

Lo anterior se pone a consideración del Órgano de Gobierno para que, de así considerarlo el Comité Licitatorio, emita la constancia de precalificación de los 26 interesados, 16 como operadores y 10 como no operadores, de conformidad con lo previsto en el numeral 9.6 de las bases que les permita a los interesados seguir participando en el proceso y de así considerarlo presentar una propuesta el 5 de diciembre de este año.

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Una vez aprobada la precalificación se pondrán a disposición en la página www.rondasmexico.gob.mx la lista de precalificados.

También hago de su conocimiento que del 14 al 18 de noviembre, los interesados deberán solicitar al Comité Licitatorio la forma o formas en que desean integrarse como licitante individual o como licitantes agrupados.

El Comité Licitatorio el 28 de noviembre deberá presentar al Órgano de Gobierno los resultados de la forma o formas en que los interesados precalificados, operador o no operador, quedan conformados.

Estos son los resultados que el Comité Licitatorio pone a su consideración una vez llevada a cabo la revisión y evaluación de la información presentada por los interesados en precalificar de conformidad con lo previsto en las bases de licitación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados, está a su consideración. Comisionado Pimentel, por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. Creo que vale la pena destacar el origen de estas empresas.

De las 16 operadoras que estuvieron en pantalla y que posiblemente se puedan volver a poner, hay 11 distintas nacionalidades; Estados Unidos, Australia, Inglaterra, China, Italia, Malasia, México, España, Países Bajos, Noruega y Francia. 11 distintas nacionalidades de 16 empresas que precalificaron, si es que este Órgano de Gobierno vota favorablemente este acuerdo, 11 distintas nacionalidades de 16 empresas que precalificaron como operadoras.

Y de esta que está ahora en pantalla que calificarían como no operadores, son 10 de 7 distintas nacionalidades. Portugal, Japón, Rusia, India, Islas del Canal, Canadá, Brasil. Creo que vale la pena simplemente señalar la diversidad, el interés que generó esta licitación.

Esperemos que este 5 de diciembre este interés se manifieste de igual forma en propuestas económicas que resulten en beneficio del Estado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mexicano, de la Nación Mexicana, que es al final el gran propósito de la Reforma Energética.

Simplemente quería destacar esta gran diversidad, esta interesante diversidad que existe en las empresas que, insisto de ser votado favorablemente por este Órgano de Gobierno, están en condiciones de participar en el acto de presentación y apertura de propuestas que tendrá lugar el 5 de diciembre próximo. Presidente, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado Pimentel. Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Comisionado Presidente, compañeros.

Quisiera pedirle al Director General si nos puede explicar en forma muy general el proceso de precalificación y los requisitos, si puede nuevamente mencionar nuevamente, los requisitos que fueron los que se vigilaron para su cumplimiento por parte de estas empresas.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Sí, por supuesto.

En el caso de los operadores tenían que acreditar su experiencia, acreditar su existencia legal, su constitutiva, las facultades de los representantes.

Tenían que acompañar cierta información que se previó en las bases para demostrar la procedencia lícita de los recursos que van a invertir en el proyecto, y en las capacidades técnicas y financieras los operadores tenían que acreditar que contaban con experiencia como operador en al menos un proyecto de exploración y extracción de aguas profundas, donde demostraban tener un tirante de agua de al menos 1000 metros y acreditar inversiones de capital por 2000 millones de dólares.

Acreditar un capital contable de 2000 millones de dólares y demostrar experiencia en temas de seguridad y medio ambiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En el caso de los no operadores, igualmente tenían que acreditar la existencia legal, las capacidades de los representantes, acompañar igual la información de la procedencia de recursos para el proyecto, la procedencia lícita. Y tendrían que acreditar un capital contable de 250 millones de dólares, básicamente.

Todo el proceso de verificación que lleva a cabo el Comité Licitatorio en los temas de existencia legal, en la experiencia, capacidades técnicas y financieras, realiza todo un análisis de la documentación. En el caso de las constitutivas o los poderes, verifica que se cumpla con el objeto que haya sido emitido por un notario, que el notario exista, que estén registrados los poderes en el registro público, entre otras cosas.

En el capital contable, verificamos que se cumpla con el capital contable requerido al menos el mínimo que se pedía. Y se verificaba que estuvieran auditados o certificados por un auditor de reconocida solvencia y capacidades. Y cruzábamos con el auditor que efectivamente él había revisado y auditado los estados financieros en términos generales.

Para el caso de la procedencia de recursos tuvimos el apoyo de la Unidad de Inteligencia Financiera, quien emitió opinión favorable de todas las compañías.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado y Director General.

Yo nada más quisiera verificar con ustedes. Porque en algunos no sé si la primera lista, verificar algunos nombres. Por ejemplo, la primera, Atlantic Rim, corríjame Director General, pero entiendo que ésta es la filial con la que participa Anadarco.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Porque Anadarco es un experto en aguas profundas. Quería destacar que está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

participando a través de esta filial. Igual el caso del número 11, PC Carigali, la empresa Malaya, mejor conocida como Petronas.

Déjeme ver si hay alguna otra por ahí que esté a través de una filial. No, creo que las demás tienen los nombres tradicionales. Vamos a la siguiente.

Algo que quisiera aclarar es: estas 26 empresas, 16 de ellas presentaron su documentación para ser calificados como operadores y 10 como no operadores. Es decir, no quiero que se confunda que todos presentaron para la misma categoría y que resultado de la calificación unos quedaron en una categoría o en otra. Sino que estos 16 que son calificados como operadores así hicieron su solicitud y lograron acreditar los requisitos de operador. Y los otros 10 fue su intención ser calificados solo como socios financieros.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces tenemos, por ejemplo, que las empresas japonesas están participando, ¿es la primera licitación en la que participan los japoneses?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Digamos hasta la precalificación, sí. Habían tenido interés en la información del cuarto de datos, pero no habían llegado a ser precalificados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bienvenido los japoneses que ahora están precalificados, pero su intención fue ser precalificados como socios financieros.

Lo mismo, curiosamente siendo un experto en aguas profundas, curiosamente Petrobras se califica como socio financiero únicamente. Y los rusos, entran los rusos, se precalifican. No sé si habían precalificados los rusos, en aguas someras. Vuelven a participar como socios también. O sea, de aquí lo que sigue, usted menciona Director General, me parece que lo dijo, ¿tercera semana de noviembre?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ
MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Tercera
semana de noviembre. Aquí lo que tenemos es: ya sabemos quiénes son
operadores y quienes son socios financieros.

Lo que va a ocurrir ahora es que las empresas, dentro de esta lista de 16
operadores y 10 financieros, van a formar consorcios, van a formar equipos
o no.

En esta licitación está la posibilidad de participar solo. Si es una empresa de
las grandotas, las mayor que aquí están casi todas, decidan participar en lo
individual. Pero presumiblemente varios de ellos van a hacer equipo, van a
formar consorcios. Y no lo tienen que presentar a la Comisión. Esto es, usted
mencionó, la tercera semana de noviembre.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ
MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Para que
la Comisión lo traiga a este Órgano de Gobierno y se apruebe. ¿Que día dijo?

Y DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ
MAGAÑA.- 28 de noviembre.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces
tenemos aquí la lista a su consideración y conforme al análisis, dictamen,
presentado por la Unidad Jurídica de acuerdo a los que acreditaron
conforme a las bases de licitación las condiciones para ser operadores y no
operadores. Posteriormente se entrará a la fase en donde se integraran los
consorcios. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Relacionado con los que
solicitaron la precalificación, entiendo que todos lo que la presentaron,
presentaron todo y todos precalificaron.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Lo que indica que los criterios de precalificación que está poniendo la CNH, SENER, todo el Gobierno, son criterios de precalificación de acorde a la industria. O sea, no estamos inventando nada, es relativamente sencillo que vengan a demostrar que pueden trabajar en México y hacer este tipo de actividades. Sin embargo, Director General, ¿cuál fue el criterio o el documento o algún tema de justificación que se les complicó a este tipo de compañías que presentan su precalificación?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Si hay. Digamos, algunas compañías, uno de los temas que a lo mejor tuvieron alguna dificultad fue en la parte de la certificación de los documentos. Porque se puede presentar original o copia certificada, pero en algunas, dada la normatividad del país de origen, la certificación opera distinto. Entonces, tuvieron nada más que hacer algunas aclaraciones o presentar un documento adicional para cumplir con el requisito tal cual lo requieren las bases de licitación.

En términos generales fue eso y algunos temas de formas que se les requirió a las compañías. Pero fue mucho tema de la normatividad aplicada en el país de origen. Por ejemplo en algunos países como Japón sus periodos fiscales son distintos al que tenemos en México, que cortamos el 31 de diciembre. Ellos cortan el 31 de marzo sus ejercicios fiscales. Pero nada más fue tema de que tuvieran que aclararlo y documentar que de acuerdo a la normatividad que opera en su país, así es.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado, Director General. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Presidente, esta es la primera vez que se llevará a cabo un proceso competitivo para la adjudicación de áreas contractuales en aguas profundas y ultra profundas. Veremos más adelante en esta misma sesión un video, que creo que es muy gráfico, de lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que representan estas actividades. Yo he dicho, evidenciando mi afición, que esta es la fórmula uno de las actividades de exploración y extracción. Aquí se involucran un enorme riesgo geológico, inversiones muy importantes. Y si bien en las bases de licitación está prevista la posibilidad, como ya lo mencionabas presidente, de que alguna de estas mayores pueda ir sola, desde mi punto de vista lo que podríamos esperar es que se comparta este riesgo, tanto geológico como financiero, y que se conforme en ese sentido consorcios.

Yo simplemente quiero decir que ha habido algunos rumores, algunas noticias en la prensa, de que algunos consorcios están ya armados. Creo que valdría la pena señalar que eso formalmente, desde el punto de vista estrictamente hablando de lo que se prevé en las bases, no habrá de suceder antes del 28 de noviembre, como mencionaba nuestro Director General.

De manera que simplemente para referir esta fecha, aquí están las 26 que ya precalificaron, 16 como operadoras, 10 como no operadoras, pero los consorcios, que estoy seguro se formarán, los habremos de dar a conocer el 28 de noviembre.

Creo que es un tema que vale la pena destacar e insisto, por el riesgo geológico y por la enorme inversión que representan estas actividades, mi perspectiva es que, difícilmente habrá una mayor que vaya sola, y bien si esto es una posibilidad. Y esa es una de las motivaciones de la Reforma Energética.

Petróleos Mexicanos era una entidad paraestatal previa a la reforma, a la que le exigíamos como Nación llevar a cabo todas las actividades de toda la cadena de valor, desde la exploración hasta la venta al usuario final en estaciones de servicio, en gasolineras. Y eso la verdad es que no pasa en ninguna parte del mundo.

La posibilidad de ir asociado con alguien más fue una, insisto, de las motivaciones de la reforma energética que particularmente en las actividades de exploración y extracción se ha estado materializando. Yo simplemente creo que es un dato que hay que destacar. Y bueno,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esperemos que este interés se manifieste en posturas económicas que habremos todos de conocer el próximo 5 de diciembre.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Así es Comisionado. Hasta el 28 de noviembre, como apunta el Comisionado Pimentel, sabremos cómo se integran los consorcios en esta cuarta licitación. ¿Algún otro comentario?

Destaco también ahorita que hablaba el Comisionado Pimentel de que esta licitación es la primera licitación en aguas profundas, también es la primera en la que compite Petróleos Mexicanos. Es la primera en donde nos toca ver a PEMEX competir. Recordemos que en las primeras tres licitaciones PEMEX decidió no participar, sí en esta cuarta de aguas profundas.

Estaremos viendo como se señala hacia el 28 de noviembre si se integra en un consorcio y quienes serán. Pero ya sea en lo individual o en consorcio, presumiblemente como apunta el Comisionado Pimentel, presumiblemente en consorcio. Pero estará compitiendo por primera vez Petróleos Mexicanos en esta licitación. Muy bien. Si no hay otra observación, le pido a la Secretaria. Comisionado Franco, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Conforme a los consorcios, me pareció en las declaraciones de que por ahí se diga en la prensa algunos consorcios que ya existen o que se van a armar, es especulación. Lo oficial va a ser el 28 de noviembre. Pero también estos bloques que participan en la L4 son de exploración. Y posiblemente algunos sí quisieran ir solos.

Ya después cuando venga la etapa de evaluación, la etapa de producción, como en el caso de Trion. Ahí sí se vislumbra que sea más seguro que haya consorcios. Entonces, esta muy interesante esperar, vamos a poder especular lo que sea pero el 28 de noviembre veremos quienes sin van solitos, como actividad que ha venido haciendo nuestro operador, PEMEX, que va solo en la exploración de varias asignaciones petroleras.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí. Sin duda hay algunos que arrancan en la exploración solos y ya que esté el descubrimiento, se asocian. Esto me lleva a aclarar que si bien el 5 de diciembre concurren las dos licitaciones, tengamos presentes que son dos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

licitaciones separadas. La de los 10 bloques de exploración en aguas profundas y la licitación que busca un socio para PEMEX en el área que tiene el campo Trion. Y tiene sus propios tiempos.

Ésta ya está en la fase de precalificación, la de Trion recién inicia y también tendrá su fase de precalificación. Esto se refiere exclusivamente a los 10 bloques de exploración.

Muy bien, muchas gracias. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor háganos el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.40.001/16

Resolución por la que el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos resolvió la precalificación de la licitación CNH-R01-L04/2015 para la adjudicación de 10 contratos de exploración y extracción que comprenden 10 campos localizados en aguas profundas, en Cinturón plegado perdido y Cuenca salina.

ACUERDO CNH.E.40.001/16

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y en el numeral 9.6 de las Bases de la Licitación CNH-R01-L04/2015 para para la adjudicación de Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales en Aguas Profundas emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la resolución

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

por la que se resuelve la Precalificación de los interesados de dicha licitación, que a continuación se enlistan:

No.	Interesados - Operadores	País de Origen
1	ATLANTIC RIM MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	E.U.A
2	BHP BILLITON PETRÓLEO OPERACIONES DE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Australia
3	BP EXPLORATION MÉXICO, S.A. DE C.V.	Inglaterra
4	CHEVRON ENERGÍA DE MÉXICO S. DE R.L. DE C.V.	E.U.A
5	CHINA OFFSHORE OIL CORPORATION E&P MEXICO, S.A.P.I. DE C.V.	China
6	ENI MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Italia
7	EXXONMOBIL EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN MÉXICO S. DE R.L. DE C.V.	E.U.A.
8	HESS MEXICO OIL AND GAS, S. DE R.L. DE C.V.	E.U.A.
9	MURPHY SUR, S. DE R.L. DE C.V.	E.U.A.
10	NOBLE ENERGY MÉXICO S. DE R.L. DE C.V.	E.U.A.
11	PC CARIGALI MEXICO OPERATIONS, S.A. DE C.V.	Malásia
12	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	México
13	REPSOL EXPLORACIÓN MEXICO, S.A. DE C.V.	España
14	SHELL EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Países Bajos
15	STATOIL E&P MÉXICO, S.A. DE C.V.	Noruega
16	TOTAL E&P MÉXICO, S.A. DE C.V.	Francia

No.	Interesados - No Operadores	País de origen
1	GALP ENERGIA E&P B.V.	Portugal
2	INPEX CORPORATION	Japón
3	LUKOIL INTERNATIONAL UPSTREAM HOLDING B.V.	Rusia
4	MITSUBISHI CORPORATION	Japón
5	MITSUI & CO. LTD	Japón
6	ONGC VIDESH LIMITED	India
7	OPHIR MEXICO HOLDINGS LIMITED	Islas del Canal/ Gran Bretaña
8	PETRO-CANADA (INTERNATIONAL) HOLDINGS B.V.	Canadá
9	PETRÓLEO BRASILEIRO MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Brasil
10	SIERRA OFFSHORE EXPLORATION, S. DE R.L. DE C.V.	Canadá

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asimismo, el Órgano de Gobierno acordó que el Comité Licitatorio expida a las empresas la correspondiente constancia de Precalificación, de conformidad con lo dispuesto en las citadas Bases de Licitación.

II.2. Instrucción para la suscripción de los contratos de 6 Áreas Contractuales, correspondientes al proceso de licitación de la Tercera Convocatoria de la Ronda 1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias.

Con relación al proceso de licitación CNH-R01-L03/2015 relativo a la adjudicación de contratos de licencias en áreas contractuales terrestres, se somete a consideración del Órgano de Gobierno la instrucción de suscripción de los contratos correspondientes a las áreas contractuales 10-La Laja, 17-Paso de Oro, 19-Ponton, 20-Ricos, 21-San Bernardo y 24-Tecolutla de conformidad con lo siguiente:

El 24 de diciembre se publicó en el Diario Oficial de la Federación el fallo adjudicando los contratos relativos a las 25 áreas contractuales del proceso de licitación de referencia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El 11 de mayo en la Décima Sexta Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos se informó la no suscripción de los contratos para las áreas contractuales referidas.

En dicha sesión se adjudicaron, de conformidad a lo previsto en las bases y en el fallo publicado en el Diario Oficial de la Federación, los contratos a los licitantes cuyas propuestas quedaron en segundo lugar, que son:

Área Contractual 10, licitante ganador, Desarrolladora Oleum S.A. de C.V. en consorcio con Ingeniería, Construcciones y Equipos Conequipos Ing, LTDA, Industrial Consulting S.A.S., Marat International S.A. de C.V., y Constructora Tzualán S.A. de C.V.;

Área Contractual 17, Paso de Oro, Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V.;

Área Contractual 19-Ponton, Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.;

Área Contractual 20-Ricos, Steel Serv S.A. de C.V. en consorcio con Constructora Hostotipaquillo S.A de C.V., Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales S.A. de C.V. y Mercado de Arenas Sílicas S.A. de C.V.;

Área Contractual 21-San Bernardo, Strata Campos Maduros S.A.P.I. de C.V.;

Área Contractual 24-Tecolutla, Tonalli Energía S.A.P.I de C.V.

El Comité Licitatorio, el mismo 11 de mayo notificó a los licitantes la adjudicación del contrato correspondiente y les solicitó que presentaran la documentación que se requería.

Los licitantes ganadores presentaron la documentación legal, de constitución, de ajustes de objeto social o de creación de vehículos para firmar en su carácter de contratista y el licitante ganador, como obligado solidario, de igual forma presentar unas constancias de

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cumplimiento de obligaciones fiscales y demás información que se requiere de conformidad con las bases y la norma.

El Comité Licitatorio recibió la documentación presentada por los licitantes, misma que de conformidad con los artículos 20, 22, fracción VI, 24, fracción III, incisos a) y d) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los contratos fueron revisados y validados tanto por la Dirección General de Licitaciones como por la Dirección General de Regulación y Consulta.

Asimismo, a fin de dar cumplimiento a lo previsto en el numeral 25, 22.5 inciso h) de las bases, los licitantes ganadores de las áreas contractuales Ricos y San Bernardo presentaron el plan provisional correspondiente, mismos que fueron aprobados en la Trigésima Novena Sesión Extraordinaria de 2016, celebrada el 23 de agosto de 2016, por este Órgano de Gobierno.

Por lo anterior, de conformidad con lo previsto en el artículo 13, fracción I, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se pone a consideración del Órgano de Gobierno instruir la suscripción de los contratos de licencia para la extracción en las seis áreas contractuales siguientes:

Área Contractual 10-La Laja, la firmaría como contratista Oleum del Norte S.A.P.I de C.V.;

Área Contractual 17-Paso de Oro, Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V.;

Área Contractual 19-Ponton, Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V.;

Área Contractual 20-Ricos, GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V.;

Área Contractual 21-San Bernardo, Strata CR S.A.P.I de C.V.;

Área Contractual 24-Tecolutla, Tonalli Energía S.A.P.I de C.V.

Dicha suscripción tendría verificativo el día de mañana 25 de agosto de 2016.

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

De conformidad con lo previsto en los lineamientos generales para la inscripción de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, en el Registro Fiduciario el 26 de agosto se entregaría al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo, un ejemplar de cada contrato para su registro correspondiente.

Y toda la información de este proceso se encuentra en la página www.rondasmexico.gob.mx. Lo someto a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados, ¿algún comentario en relación con estos seis contratos que se adjudican en segundo lugar? Secretaria Ejecutiva, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.E.40.002/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 13, fracción I, inciso f., 14, fracción XVI, y 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y de conformidad con el Fallo de la licitación CNH-R01-L03/2015, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 24 de diciembre de 2015 y con el Acuerdo CNH.E.16.001/16 por el que se declaró la adjudicación de las Áreas Contractuales 10, La Laja; 17, Paso de Oro; 19, Pontón; 20, Ricos; 21, San Bernardo y 24, Tecolutla, en favor de los licitantes que obtuvieron el Segundo Lugar en dichas Áreas, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, instruyó que se suscriban los contratos correspondientes a dichas Áreas Contractuales.

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Antes de continuar con el siguiente punto del Orden del Día, el Comisionado Presidente confirmó la cita para el evento de la firma de seis contratos, misma que se llevará a cabo el día 25 de agosto de 2016, a partir de las 10:30 hrs., y se transmitirá a través de la página de internet de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

II.3. Modificaciones a las Bases de Licitación de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Marco Antonio de la Peña Sánchez, Titular de la Unidad Jurídica de la Comisión.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Adelante abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA
PEÑA SÁNCHEZ.- Con su permiso señor Comisionado Presidente.

En relación con el proceso de Licitación de la ronda 1.4 y de acuerdo por lo expuesto por el artículo 29, fracción IV y V de la Ley de Hidrocarburos, así como el artículo 13, fracción I, inciso d) del Reglamento Interno de esta Comisión, se pone a consideración de este Órgano de Gobierno las modificaciones que fueron enviadas por la Secretaría de Energía a esta Comisión respecto a las bases y particularmente al modelo de contrato de exploración y extracción de hidrocarburos correspondiente a la citada licitación pública internacional para adjudicar contratos de exploración y extracción bajo la modalidad de licencia en 10 áreas contractuales en aguas profundas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para tal fin, el Licenciado Martín Álvarez, Director General de Licitaciones nos dará cuenta de los puntos específicos de dichos ajustes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Director.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias. Con relación a la licitación CNH-R01-L04/2015, relativa a 10 áreas contractuales en aguas profundas, se somete a su consideración.

Hago de su conocimiento que mediante oficio 500.299/2016 la Secretaría de Energía a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos, solicita se publiquen unas modificaciones al contrato, indicando que son derivadas de sugerencias de la industria que hicieron llegar a través del buzón que se encuentra establecido en las bases de licitación, y considerando también prácticas internacionales.

En términos generales las modificaciones que se proponen en el contrato son:

En garantía corporativa se realizan algunos ajustes a la forma de presentar la garantía corporativa en el caso de que no sea la casa matriz en última instancia.

Es decir, aquí se hacen unas precisiones para los que decidan entregar una garantía corporativa a través de una filial.

También se hacen algunos ajustes en transición final con el propósito de aclarar el procedimiento correspondiente una vez que concluya el contrato, por cualquier causa.

Y también se aclara con ese procedimiento la liberación de las garantías corporativas que emitan los garantes en favor del contratista.

En materia de seguros llevan a cabo algunas precisiones para prever algunas otras opciones de cobertura para cubrir riesgos inherentes para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asegurar la ejecución de las actividades petroleras, pero tomando en cuenta la normatividad aplicada.

Y finalmente también se hacen algunos ajustes a los temas de confidencialidad. Pero es considerando lo que prevé la ley y disposiciones de CNH. Es decir, todo parece indicar que los interesados querían ver reflejado en el contrato temas que están previstos en la norma.

Estos son los temas principales de los ajustes que hace SENER al contrato y que solicita que sean publicados en la página www.rondasmexico.gob.mx.

De ser aprobados, se publicaría hoy mismo en la página. Y también informo a ustedes que considerando esto los interesados tendrían de aquí al próximo lunes 29 de agosto para formular cualquier solicitud de aclaración tanto a las bases como al contrato, ya que el 31 de agosto se debe publicar la versión final de bases y contratos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados. Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente.

Me llama la atención solamente la última de las modificaciones en relación con el contrato. Recordemos que el contenido del contrato es una facultad de la Secretaría de Energía. Sin embargo, no considero una buena práctica el que se esté incluyendo en el contrato disposiciones legales o regulatorias en razón de que si hubiera alguna modificación, pues ya no podrían ser afectados esos contratos. Y no podemos, creo yo que no es una buena práctica que el contrato esté sobre la Ley.

Me parece que podríamos hacer una recomendación a la Secretaría de Energía con el propósito de que en el resto de modificaciones lo ideal es establecer cuestiones que no estén previstas sobre todo en la Ley, para efecto de que los contratos no contengan disposiciones que no pudieran ser afectadas después por una decisión de carácter legislativo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí.
Abogado, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA
PEÑA SÁNCHEZ.- Sí. En efecto, como dice el Comisionado Acosta, fue
un tema que se comentó, revisó y se analizó con la Secretaría de
Energía.

Dos puntos que pueden ser interesantes: El primero de ellos es que los
plazos que se establecieron si son coincidentes completamente con
nuestra regulación sin perjuicio de las limitaciones que pudiera llegar a
implicar el hecho de que hacia adelante se pueda cambiar la
normatividad.

Sin embargo, respecto a uno de los puntos que podría ser más delicado,
que es la confidencialidad de la información derivada de las propias
actividades de exploración y extracción que hay un compromiso de
confidencialidad de dos años por parte de esta Comisión.

Fuimos cuidadosos de dejar un "salvo lo dispuesto en la normatividad
aplicable". Eso deja a salvo el que el día de mañana con la normatividad
pudiéramos nosotros ajustar ese plazo conforme a las mejores
prácticas internacionales.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto.
Muchas gracias por la aclaración abogado general. De cualquier forma
tomamos, si les parece bien colegas Comisionados, la recomendación
que hace el Comisionado Acosta sobre la recomendación a la Secretaría
de Energía, si les parece bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, gracias Presidente.
Es respecto a lo que comentaba nuestro Director General sobre a que
se publicarían hoy los cambios que consideraríamos y la industria
tendría la oportunidad de emitir opiniones hasta el 29 de agosto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lo que hemos estado viendo cuando apoyamos en el diseño de contratos de las bases es que a veces hay solicitudes de la industria, en el tema de seguros, de garantías, plazos, etc., y hasta en el caso de nominaciones de áreas cuando se llega a presentar; que pareciera que se hace el comentario como una solicitud de "chequen si la fianza es reducida o los tiempos definidos, etc."

Aquí la solicitud sería que esas observaciones que hiciera la industria, pudiera ayudarnos mucho que viniera sustentada con la práctica internacional. ¿Dónde lo vieron? ¿En qué parte lo vieron? ¿Cómo se maneja? Etc. Para que nosotros como Gobierno respondamos rápidamente las solicitudes.

Porque si no, bueno, nos hacen la observación. Obviamente como todas las que nos han hecho, investigamos, profundizamos junto con el equipo de SENER, Hacienda-CNH. Pero si ayudaría mucho que la recomendación o el cambio, el ajuste, que quisieran hacer la gente de la industria, viniera acompañado de un análisis más completo para facilitar nuestro trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy de acuerdo. La atenta solicitud a la industria que al ingresar los comentarios a través del portal Rondas México, además de ser puntuales puedan, cuando exista alguna recomendación en algún sentido, puedan sustentarla debidamente en la experiencia internacional. Por supuesto. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y recordar que esta semana en donde se aprueban unas preliminares y la próxima semana las finales, son principalmente para aclarar las dudas que pudiera generar la redacción en las últimas modificaciones de las bases y del contrato. Es decir, si hay alguna inconsistencia, un error de redacción, que haga poco entendible a la industria las reglas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Secretaria. Director General.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Para comentarle, nosotros como Comité Licitatorio les haremos llegar a todos los interesados precalificados que se acaban de anunciar un correo indicándoles estas fechas para que las tomen en consideración.

Si tienen alguna duda del contrato, de las bases, de la conformación de licitantes, etc. Para que las hagan en tiempo y forma y puedan tener claridad sobre su inquietud.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director. Bien. Secretaria Ejecutiva, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.E.40.003/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó, en los términos en que fueron enviadas a los Comisionados para la sesión, las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-R01-L04/2015 de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4. Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Tot-1.

Previo al desahogo del siguiente punto del Orden del día, se presentó un video ilustrativo relativo a la perforación en aguas profundas, como introducción a los temas restantes.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Gaspar Franco Hernández, en su carácter de Comisionado Ponente.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si Presidente. Muchas gracias presidente, Comisionados.

Bueno, antes de entrar al tema de ponencia que me toco respecto a este pozo exploratorio Tot-1 me gustaría dar algunos datos.

A la fecha nos han solicitado 72 autorizaciones para pozos. De esas, 57 hemos resuelto como autorizados, 2 no se han autorizado, 5 se han desechado y en proceso tenemos 8, incluyendo este pozo que voy a presentar y uno que posteriormente se presentará aquí.

Este pozo Tot-1 fue presentado por Petróleos Mexicanos el 14 de julio de 2016. Y, bueno, a continuación vamos a presentar la opinión jurídica y el dictamen técnico realizado por nuestro equipo de la CNH. Pero me



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

gustaría platicar un poco sobre este pozo, en que asignación petrolera se encuentra.

Es algo que quedamos en algunas sesiones anteriores, empezar a platicar sobre si esos pozos tenían su asignación vigente y sobre todo en esa asignación vigente qué es lo que había.

Para el caso de la asignación AE-0089-Cinturon-Subsalino-07, en el cual pertenece este pozo, cabe señalar que es el único pozo que considera esta asignación para evaluar el potencial petrolero que pudiera tener esta asignación petrolera.

Se torna importante porque es un pozo de aguas ultra profundas. Es un pozo que, a parte del reto que tiene de aguas ultra profundas, es que va a atravesar un espesor de sal de más de 3000 metros de espesor y que además este pozo sería el único con el cual se va a evaluar el potencial petrolero de la asignación petrolera. Se piensa perforar, ahorita va a dar las fechas el Ingeniero José Antonio, se va a perforar, en enero ya tendríamos resultados.

Esta asignación vence en agosto del 2017. Si quieren una ampliación la tendrían que solicitar 90 días antes.

Entonces, de alguna manera con los resultados que se tengan en enero del siguiente año para esta asignación petrolera, ya se pudiera empezar a vislumbrar si esta asignación se tendría que trabajar un poco más por parte del operador o tendría que retornarse al Estado.

Entonces ya empieza a ver, acercándose la fecha de vencimiento de muchas de las asignaciones petroleras de exploración, ya se empieza a vislumbrar que los resultados de estos pozos que hemos aprobado, algunos que se han perforado y que algunos ya están dando resultados, pues empiezan a dar noticia sobre que va a pasar sobre esas áreas exploratorias que se le otorgaron a Petróleos Mexicanos en la Ronda Cero.

Entonces a continuación pediría aquí el apoyo de nuestro Abogado General de la CNH, Marco Antonio de la Peña, para la opinión jurídica y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

posteriormente al Ingeniero José Antonio Alcántara para el dictamen técnico del pozo Tot-1.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.
Por favor colegas.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Con su permiso señor Comisionado Presidente, señores Comisionados.

A manera de antecedente, como decía el Comisionado Gaspar Franco, este pozo se encuentra dentro de un título de asignación de exploración en 0089-Cinturon-Subsalino-07 en el área de Perdido. Que fue otorgado el 27 de agosto de 2014 en Ronda Cero a PEMEX en virtud de que tenía capacidad técnica, operativa, financiera y de ejecución conforme al sexto transitorio del decreto constitucional.

En tal sentido, Petróleos Mexicanos a través de PEP, solicitó el 14 de julio la autorización para perforar el pozo Tot-1. Que está en tiempo conforme a la normativa aplicable, que tiene que ser de 40 días hábiles antes de que inicien las actividades de perforación, las cuales se tienen previstas inician el 14 de septiembre.

Ante eso, la Comisión requirió información adicional el 21 de julio y finalmente se desahogó esta vista el 28 de julio, de forma tal que conforme a la normativa tenemos 25 días hábiles para resolver, que vencen el día 25 de agosto.

En cuando a la competencia, como ustedes saben la Ley de Hidrocarburos en su artículo 36 señala con claridad que los asignatarios y contratistas requieren solicitar a esta Comisión autorización para la perforación de pozos exploratorios y pozos en aguas profundas y ultra profundas.

Por otra parte la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en su artículo 22 faculta a esta Comisión, a este Órgano Regulador para que otorgue toda clase de autorizaciones en materia de perforación de pozos. Y finalmente este Órgano de Gobierno tiene facultades



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

conforme al artículo 13, fracción tercera, de su reglamento interno, en razón de que expresamente señala que es facultad de este Órgano de Gobierno el autorizar la perforación de pozos.

Por lo que hace a los criterios que sirvieron para preparar el dictamen que más adelante se presentará a este Órgano de Gobierno, resultan aplicables la resolución que establece los criterios con los cuales se autorizará a Petróleos Mexicanos llevar a cabo la perforación de pozos en tanto se emite la regulación específica conforme a la legislación vigente, misma que ya se encuentra en proceso de emisión hoy en día en desahogo ante la COFEMER.

Esta regulación nos remite a unos lineamientos que tenía la Secretaría de Energía en el 2012, donde básicamente exige cuatro requisitos.

Primero: Que se encuentre previamente con una asignación.

Segundo: Que se presente la documentación e información que en el artículo cuarto correspondiente de esos lineamientos se señala y que se le otorgan en el dictamen técnico.

En tercer lugar que se presente con 40 días hábiles de anticipación al inicio de actividades de perforación y a partir de ello la Comisión tiene 25 días hábiles para resolver.

En virtud de esto, la opinión jurídica señala que resulta jurídicamente viable que este Órgano de Gobierno pueda pronunciarse respecto a la solicitud que se presenta para perforar el pozo Tot-1 en las coordenadas manifestadas en la solicitud.

Cabe señalar que en caso de que se modificaran estas coordenadas, tendrían que ponerse nuevamente a consideración de esta Comisión y de este Órgano de Gobierno la solicitud correspondiente y en su caso otorgarse, la autorización si fuera procedente.

Lo anterior, en virtud de que este Órgano de Gobierno cuenta con competencia, nos encontramos dentro del plazo de los 25 días hábiles que señala la normatividad y se tienen los elementos técnicos que más

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

adelante se expresarán por parte del Ingeniero José Antonio Alcántara, Director General de Autorizaciones de Exploración.

Con esos elementos se tendría la suficiente información para estar en condiciones de autorizar o no el asunto de referencia. Hasta ahí sería la opinión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Abogado General. Ingeniero Alcántara.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Muchas gracias Comisionado Presidente, con su permiso.

La localización Tot-1 está ubicada en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tamaulipas. Forma parte de la provincia denominada Cinturón Plegado Perdido. Se encuentra a 203 km de la Ciudad de Matamoros, Tamaulipas, y a 13 km del pozo Corfu-1.

En la asignación AE-0089-Cinturon Subsalino-07, dentro del proyecto de inversión Área Perdido. Y aquí podemos ver precisamente la ubicación de este pozo y como el Comisionado ponente mencionaba es el único pozo manifestado para esta asignación.

El proyecto de inversión, como mencionaba, Área Perdido el activo exploración aguas profundas, y va a estar localizado en un tirante de agua considerado de 2,198 metros, con objetivos geológicos definidos para el Eoceno Inferior Wilcox, en un intervalo de 6,869 a 7,529 metros verticales bajo mesa rotaria. El hidrocarburo esperado es aceite ligero.

El programa de perforación daría inicio el 14 de septiembre de 2016 y su terminación estaría programada para el 27 de enero de 2017. Entonces tendríamos 4 meses de perforación para este pozo.

Las principales características que el equipo de perforación deberá tener para la perforación de este pozo, es una plataforma semi sumergible denominada PSS 6ta. Gen. Muralla IV, con una capacidad máxima de perforación de 10,668 metros. Aquí lo tenemos. Dentro de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un tirante de agua de 3,048 m como capacidad máxima y preventores de 15,000 libras.

La columna geológica programada va a atravesar una columna desde el Reciente hasta el Eoceno Inferior Wilcox, a 7,529 metros verticales bajo mesa rotaria.

La normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental está definida por la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para el "Proyecto Integral Marino de la Región Norte". El costo de perforación y de terminación para este pozo.

Para el primero la perforación es de 1,721 millones de pesos y la terminación valuada en 114 millones de pesos. En total son 1,836 millones de pesos lo que se piensa erogar para la perforación de este pozo.

Dentro de la estrategia y objetivo fijado esta evaluar el potencial económico de los hidrocarburos contenidos en secuencias siliciclasticas del Play del Eoceno Inferior Wilcox con 162 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, como recurso a incorporar.

Considerando una probabilidad de éxito geológico del 35% y éxito comercial del 14%. El tipo de pozo que se va a perforar es vertical. Su clasificación está definida como 01- En busca de nueva acumulación, y el objetivo es el Eoceno Inferior Wilcox. El hidrocarburo esperado: Aceite súper ligero.

Dentro de la presión que se espera se tenga dentro del yacimiento es de 16,306 libras, lo que equivale a 14,270 libras en el cabezal, considerando esto un pozo totalmente lleno de gas. La temperatura esperada es de 109 grados centígrados y la profundidad programada, como ya lo había mencionado, es a 7,529 metros verticales.

Dentro de la sección estructural, este pozo se encuentra hacia la porción Noreste de la estructura de Corfu-1. Nosotros aquí tenemos el pozo que estamos proponiendo, que Petróleos Mexicanos está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

proponiendo, que nosotros estamos presentando, y este es el pozo Corfu-1, que está referido como un pozo de correlación estratigráfica.

Entonces, este pozo es el que mencionábamos que está a 13 km de distancia del pozo Tot-1 y corresponde a una trampa en un anticlinal asimétrico, con cierre natural en las cuatro direcciones y una falla inversa hacia el este con una cima estructural objetivo a 6,800 metros verticales bajo mesa rotaria. Entonces este es el pozo que está considerando de alguna manera de correlación.

Este pozo Corfu-1, yo quisiera hacer un poco mención, dado que lo dan como un pozo de correlación estratigráfica, que fue un pozo que también perforaron a una profundidad, en un tirante de agua de 2,102 metros. El pozo que nos ocupa es de 2,198, que fue perforado en 5 meses el pozo Corfu, a diferencia de 4, que se espera perforar en el pozo Corfu.

Obviamente que el objetivo geológico era un poco más superficial, en un intervalo de 3,224 a 4,589, y los costos que se manifestaron para Corfu fueron de 2,440 millones de pesos para la perforación a diferencia de 1,721, con que se va a perforar Tot.

Y la terminación en 114 millones de pesos para Tot y para Corfu, que había sido perforado anteriormente, es de 490 millones de pesos. Lo que daba un total de 2,930 millones para el pozo Corfu, que fue perforado anteriormente, contra 1,835, que se espera el costo de este pozo propuesto.

Entonces, como podemos ver, es sustantivo el avance que se ha tenido en cuanto a las lecciones aprendidas para disminuir tanto los tiempos de perforación como la aplicación operativa que en las diferentes operaciones se van a observar. Además quisiera mencionar que este pozo Corfu está superficialmente a 5,579 metros como profundidad total contra los 7,529 que estamos mencionando para Tot. Eso hace que estas diferencias sean significativas y por eso me permití describirlas.

Dentro de los elementos que el grupo técnico consideró para el análisis de este pozo es que obviamente presentó la parte de los objetivos, de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los lineamientos manifestados, pues que presenta su solicitud de autorización para la perforación de este pozo con al menos 40 días hábiles de anticipación.

Si tomamos en cuenta que el programa presentado iniciaría el 14 de septiembre de 2016, que cuenta con una asignación vigente, y que alcanzaría con la perforación de Tot-1 las metas físicas consideradas por Petróleos Mexicanos en el Plan de Exploración para el periodo 2016-2017, como mencionó el Comisionado Ponente.

Que cuenta con una autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para el desarrollo de actividades petroleras del Proyecto Integral Marino de la Región Norte.

Que empleó para el estudio sísmico el denominado "Subvolumen Corfu" para identificación e interpretación de la localización Tot-1, dicho estudio presenta buena calidad de acuerdo a los estándares internacionales y esto permitió definir el comportamiento estructural y estratigráfico de la secuencia terciaria a la que hace referencia.

Se fundamentó el análisis, integración y evaluación del sistema petrolero con la información geológica de los pozos de correlación. Aquí, como había mencionado, la parte geológica está referida al pozo Corfu y la parte en cuanto a la mecánica de rocas, a los registros geofísicos, a la ventana operativa, al modelo de geo presiones y a los registros de alta resolución, como son la densidad, la isotropía.

En fin, todos estos están referidos con base a los resultados que se obtuvieron de los pozos Cratos-1A Alterno y Exploratus-1. Con base a estos pozos se hicieron las determinaciones para fijar el comportamiento que se pudiera esperar dentro del pozo Tot-1.

Con esto se reconstruyó la evolución tectónica sedimentaria de esta porción de la cuenca y se definieron las unidades de la columna estratigráfica a perforar, sustentando la ocurrencia de una probable acumulación de hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Se establecieron las facies sísmicas y las correlaciones hacia la nueva localización, que dan certidumbre a los elementos estratigráficos y estructurales identificados. Se determinó la estabilidad y control del pozo durante su perforación puesto que se tomaron en consideración los eventos de perforación del pozo de correlación Corfu-1 y su impacto en el desempeño de la perforación, identificando las probables zonas con riesgo.

Para integrar la ventana operativa realizó actividades con la construcción del modelo de velocidades del intervalo de las secuencias estratigráficas, callbrando con pseudo registros y la integración del registro sintético.

Se determinó la presión de poros y el gradiente de fractura, concluyendo con valores de presión de poro del Eoceno Inferior del orden de 16,306 PSI, presentándose condiciones de alta presión. Bajo dichas condiciones, se consideran que serán controladas por el cabezal y los preventores instalados en este equipo, lo cual mantendrá la integridad del pozo durante la perforación. Además como habíamos mencionado, la presión en el cabezal va a estar no muy por debajo, muy cercana a las 15,000 libras pero finalmente son 2,000 libras menos de las que el cabezal pudiera soportar.

Se determinaron cinco opciones de diseño para el esquema mecánico de perforación y se seleccionó la mejor opción para llegar al objetivo, considerando los programas de toma de información, toma de muestras, de pruebas de presión-producción, de fluidos de perforación, de las cementaciones a realizar, del uso de las barrenas y de la aplicación de la hidráulica, así como de los aparejos de fondo y sartas de perforación a utilizar.

Y esto, considerando como se había mencionado, un espesor de sal de 3,350 metros que de alguna manera se van a atravesar en este pozo. La diferencia entre este pozo y Corfu es que Corfu nada más tenía un intervalo de sal de alrededor de 2,100 metros aproximadamente. Perdón 1,237 metros sería la diferencia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces, considerando el proceso del abandono del pozo más conveniente, ya que se realizará de acuerdo a las normas mexicanas vigentes, así como siguiendo los procedimientos certificados existentes para pozos de aguas profundas y ultra profundas. Se presentó un cálculo razonable de los tiempos y costos considerando que se emplearán 130 días de operaciones de perforación y para su taponamiento.

En esta parte nosotros podemos ver el estado mecánico de este pozo. En la reunión pasada se comentaba de por qué perforar dentro de la sal nada más 20 metros y cementar la tubería. Si era una práctica internacional. Se comentó que dentro de la sal se brindaban mejores condiciones para cementar las tuberías. Y aquí podemos ver que la tubería a 3,150 está a 29 metros antes de la sal, pero después tenemos tres tuberías colocadas dentro de esta masa salina y el agujero descubierto donde queda el objetivo geológico a determinar.

Entonces considerando el análisis de la documentación técnica recibida por Petróleos Mexicanos, los elementos de evaluación anteriormente descritos, se determinó que no hay eventos geológicos de integridad del pozo u operacionales que limiten o impidan desarrollar la perforación del pozo Tot-1. Eso es todo Comisionado Presidente, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Comisionada Doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo una pregunta. Siendo que el pozo más cercano de correlación es el pozo Corfu-1, ¿qué presiones se tuvieron máximas en Corfu-1?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- En Corfu-1 tenía 16,200 libras.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero en el cabezal?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- En el cabezal
teníamos 14,000 libras.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 14,000 libras. ¿Y la
profundidad total en el Corfu-1 fue?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- 5,579 metros.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Se va a perforar el Tot
aproximadamente 2,000 metros más profundos. ¿En 2,000 metros
están calculando 200 libras únicamente más, en el cabezal?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Aproximadamente
sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Siendo que hay un
volumen a perforar de sal de más de 2,000. O sea, más de 2,000 metros.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- En relación con
Corfu.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La parte de la sal podría
tener o impulsar a una mayor presión en este pozo, comparado con el
pozo Corfu-1, impulsando, las presiones para este pozo mucho más de
lo que pasó para el pozo Corfu-1. Y siendo que los cálculos que se están
haciendo comparativamente van a incrementar únicamente 200 libras
respecto a un pozo que va a tener una profundidad de 200 metros van
a tener un volumen mayor de 2,000 metros de sal.

Si eso se confirmó con las evaluaciones que se hicieron y si son
correlacionables.

Porque a mí no me suena lógico esos cálculos comparativamente con
los resultados que se tuvieron con Corfu-1, siendo que los límites que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se tienen en los equipos son de 15,000 libras en los preventores. Simplemente es una pregunta.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si recordamos el pozo Corfu no nada más tenía el objetivo Eoceno, como en este caso, sino que tenía el Eoceno Inferior y el Paleoceno Superior Wok.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No llegaron.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No llegaron precisamente porque en este caso las presiones se incrementaron porque las características de esa formación Woper, el incremento precisamente de altas presiones.

Entonces, cuando se hizo la programación se determinó una presión muy cercana a ésta, a 2,000 metros más había esa correlación que usted menciona Comisionada, que posiblemente no se debería de dar. Debería de ser mucha mayor la presión ahorita que se manifiesta dada esa condición de 2,000 metros de profundidad extra.

Pero yo nada más quisiera mencionar que esto se debió a esta formación Woper que está en la parte superior en el caso de Corfu. Y eso fue, que a esa profundidad de 5779 se estimara esa presión extra que más o menos es similar a la que se está manifestando para la profundidad de 7,529 metros que va a perforar Tot.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, mi único comentario es que quizá es tener la prevención, como lo hace PEMEX de que en el caso de contar con un aumento de la presión pues tienen que parar, como lo han hecho. Lo hicieron en Corfu y en este que yo si veo un cierto riesgo de encontrar más altas presiones de las que se están calculando.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Incluso en la prevención que se hizo a Petróleos Mexicanos se mencionó



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

precisamente que cuales serían las condiciones operativas que ellos seguirían para controlar este tipo de presiones. Y como en otros pozos también nos han mencionado con estas características, dijeron que una vez que se tengan 14,200 libras en la cabeza del pozo, se suspendía el pozo.

Que es lo que se ha hecho en Cratos y en todos estos pozos que se han tenidos algunos problemas similares.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado Nestor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias
Comisionado Presidente.

Una precisión. Cuando se habló de los costos de perforación y terminación, hay que dejar claro que el pozo no se va a terminar. Al final, ojala quede temporalmente taponado porque quiere decir que fue exitoso. Entonces no hay costos de terminación. Es de perforación y de taponamiento, digo, que sea temporal esto. Ojala sea exitoso.

El otro punto es: se habla que el espesor de sal es bastante grande. Son 3,350 metros y aquí en la sala todavía estamos viendo el diagrama de terminación del pozo. Hay tres tuberías de revestimiento que están cementándose en ese intervalo y se habla de zonas de inclusiones y suturas dentro de la sal.

Si nos podría explicar un poquito eso y tratar de entender porque son tres las tuberías que tienen que incluirse dentro de ese intervalo.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Aquí hay una parte,
que es en la que la Comisión ha estado insistiendo. Es que la sal en el
Golfo de México se debería de estar caracterizando.

Si ustedes vieron no mencioné a lo largo de la presentación la toma de
núcleos dentro de la masa salina. Esto es algo que por lineamiento no
lo podemos solicitar a Petróleos Mexicanos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Petróleos Mexicanos lo tiene de alguna manera establecido así, es el operador, y por lo tanto nosotros aceptamos esta parte.

Esta inclusión a la que se refiere es precisamente que dentro de esta masa salina pues no es 100% alita. Entonces tiene algunas zonas necesariamente insolubles y tiene algunas otras zonas de siliciclastos.

Entonces es a estas partes a lo que se refiere, que de alguna manera nosotros debemos observar y por tanto le solicitamos a Petróleos Mexicanos cuál iba a ser la actitud operativa o las consideraciones operativas que se iban a tomar para atravesar estas zonas sin ningún problema y que no fuéramos a tener nosotros por esas inclusiones de sal altamente solubles algunos problemas para la cementación precisamente de estas tuberías donde pudiera haber una cierta canalización o ensanchamiento de agujeros que no hubiéramos determinado. Porque aún cuando después se haga la prueba de presión de las tuberías y más, pues eso no lo exenta de una canalización en determinado momento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que salía en el programa es que van a utilizar lodo sintético. Ese lodo sintético lo que debería de asegurar es que no haya una disolución de la parte de la sal.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Referencial, sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces, como es que terminaron las actividades de asentamiento si no tienen la claridad de donde están las zonas de, como llaman ahí en la parte geológica, suturas dentro de la sal y zonas de inclusión. ¿Cómo fue que se determinaron?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- En dos pozos se han tomado núcleos y en el resto de los pozos donde no han tomado núcleos han hecho una serie de determinaciones a través de los recortes de perforación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La Comisión ha insistido que las condiciones para la determinación de características físicas, químicas, son diferentes en un laboratorio para determinar en un núcleo, a las de un recorte de perforación. Por todo lo que tiene que atravesar, ¿verdad? Y por los tamaños que en sí representa.

Si nosotros queremos hacer una caracterización geomecánica de los núcleos, necesitamos cortar un núcleo del tamaño de una máquina para diseños exprofeso que este tipo de terminaciones requiere. No se hace a través de recortes de perforación. Entonces, hay estudios complementarios que no se están desarrollando adecuadamente para hacer esa caracterización de la sal.

Estados Unidos para hacer la caracterización del Golfo de México en la parte de Luisiana, en la parte que a ellos compete, necesitó de 1,500 pozos. Tiene núcleos de 1,500 pozos para hacer esa caracterización de la sal. Nosotros tenemos tres.

Entonces, esas son algunas de las diferencias que hacen pues para ir haciendo la caracterización.

Con la nueva regulación, esto va a quedar de alguna manera sustentado ya y Petróleos Mexicanos y cualquier otra compañía que vaya a perforar aquí en México, en el Golfo de México, va a tener que hacer toma de núcleos para caracterizar la sal.

Porque finalmente esto es algo que a todos conviene, porque a la hora que vengan los pozos de desarrollo lo vamos a hacer con mucha mayor seguridad y con un mayor conocimiento de los que estamos precisamente haciendo. Como usted me mencionaba Comisionado, ¿cómo voy a determinar con precisión, en donde voy a cementar mis tuberías?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No sé si la respuesta sea que es a partir de los datos del Corfu. No lo sé.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Tenemos, entre
otros, tenemos Corfu, tenemos Vasto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esos asentamientos son
función de una correlación con los pozos cercanos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Perdón.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Esas profundidades de
asentamiento, el diseño fue considerando los pozos cercanos?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Así es. Pero
este es el asunto de la cementación de estas tuberías.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director
General, lo escucho claro y fuerte sobre la importancia de tener más
información de núcleos para caracterizar las capas de sal en esta zona
de aguas profundas del Cinturón Plegado.

Es cierto, como usted apunta, y así se ha manifestado, que en la
regulación actual no se exige el tomar un núcleo en este tipo de pozos.
No obstante, ya en el pasado habíamos tenido una discusión similar
aquí en el Órgano de Gobierno de Clipeus. Y lo que resolvimos fue
recomendar, fue recomendar a Petróleos Mexicanos tomar el núcleo
en el estrato de la sal para tener esta información.

Yo pongo a su consideración colegas Comisionados, si es apropiado en
esta ocasión también, presentar esta recomendación a PEMEX. Que la
vez pasada Petróleos Mexicanos atendió la recomendación de la
Comisión. Entonces yo pongo a su consideración si ven procedente
también como parte de esta resolución acompañarla de una
recomendación en el mismo sentido. Comisionado ponente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Totalmente de acuerdo
Presidente. De hecho se platicó con el equipo técnico.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El equipo técnico, así como lo hizo entusiastamente nuestro Director, de que es necesario caracterizar la sal en México. Estados Unidos tiene más de 1,000 pozos, más de 1,000 núcleos. Aquí sabemos de esa discusión que ustedes tuvieron en el Órgano de Gobierno hace varias sesiones en la cual se insistía de que se obligara a Petróleos Mexicanos en el corte de un núcleo. Pero nuestra regulación no permite obligarlos. COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Lo insistió mucho nuestro amigo el Doctor Rangel.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- El Doctor Rangel insistió mucho en eso. Entonces, lo único que quedó fue la recomendación. Me comentaba el Comisionado Héctor que sería muy bueno recomendarlo, lo cual yo estoy totalmente de acuerdo. Ya comprometí aquí al Comisionado.

Estoy totalmente de acuerdo porque si necesitamos tener ese conocimiento y es una obligación de nosotros. Si ahorita no podemos obligar a un operador a que haga esos estudios, por lo menos lo tenemos que recomendar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La vez pasada PEMEX atendió muy bien la recomendación. Y como usted apunta Director General es un objetivo, sobre todo en las actividades de exploración, tener esta información.

Aprovecho para recordarles y comentar que dentro del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, que es responsabilidad de la Comisión Nacional de Hidrocarburos administrar, no solo está la información en formato digital, documental, como es la sísmica, registros de pozos y demás información documental, sino la administración y resguardo de estos núcleos.

De hecho aprovecho para manifestarles gratamente que cumplimos en tiempo, en los tiempos que marcaba la norma y las disposiciones transitorias para tomar la administración de todos los almacenes de rocas que estaban en resguardo de Petróleos Mexicanos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

De tal suerte que ya la Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene bajo su administración las siete litotecas que tenía antes Petróleos Mexicanos. Entonces, cumplimos en tiempo y en forma con el marco normativo. Y bueno, esta es información que iría precisamente estos núcleos, estos recortes, a formar parte de estas litotecas que ahora es responsabilidad de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Comisionado ponente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. De hecho también dentro de los argumentos de la posibilidad de cortar este núcleo, obviamente se decía que pues va a incrementar el costo del pozo.

Pero al final también, como lo comentaba nuestro director general, contar con esa información para los pozos que ojalá se tenga un descubrimiento en esta zona y podamos evaluar, podamos llegar a desarrollar algún yacimiento que podamos encontrar ahí, pues es sumamente importante el valor de la información.

Creo que les queda muy claro a las personas que se dedican a la exploración o cualquier otra actividad que es sumamente importante. Y a veces un pequeño costo, si ya estás ahí, si ya lo puedes cortar, lo vas a sacar, lo vas a analizar, lo vamos a resguardar y lo vamos a utilizar para tomar decisiones posteriores, pues el costo debe ser mínimo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No. Sin duda que la importancia está clara. Entonces bueno, regresaremos a este punto con el acuerdo. Me parece que el Comisionado Pimentel levantó la mano primero.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Presidente, este tema en la página 47 del dictamen en el penúltimo párrafo son cinco líneas, yo me permitiría leerlo.

Dice: Es oportuno confirmar que el corte de un solo núcleo en este tipo de pozos representa un incremento de los costos y tiempos del proyecto. Supera los 36 millones de pesos. Por tanto agradecemos el interés de parte de esa Comisión a este respecto, pero PEMEX considera que es suficiente el trabajo efectuado y determina que ya no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es necesario el corte de núcleos y sus respectivos estudios de caracterización.

Yo simplemente para secundar lo que ya señalaba el Comisionado ponente, pues si bien es un incremento económico llevar a cabo la toma de este núcleo, pues el valor en información que obtendríamos de contar con ese núcleo, pues es invaluable. Creo que es muy importante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Cuál es el costo de esta perforación?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- 1,835 millones de pesos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, pues este incremento es marginal.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo me sumo a la solicitud, a la petición de solicitar a Petróleos Mexicanos que no obstante ellos hallan determinado esto, pues como Órgano regulador recomendamos, es hasta ahora lo que nos da el marco normativo, le recomendamos que tomen el núcleo por todos los beneficios que ello conllevaría.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y lo hicimos en el pasado y PEMEX respondió adecuadamente. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Comentarios técnicos. Hay que tomar en cuenta que el espesor de sal es 3,350 metros. Hablar de la toma de un núcleo habría que decir de qué tamaño es el núcleo. Un núcleo de 3,350 metros eso es algo ilógico. Impensable.

Comentaba el Director Alcántara en el sentido de que la caracterización de la sal es mejor que se haga en núcleos que por recortes. Porque los recortes viajan a través del lodo, que son recortes muy pequeñitos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pero no es la única forma de caracterizar la sal, también están los registros.

Los registros geofísicos que se toman en pozos nos dan una visión continua integral de los 3,350 metros. Y a partir de ellos se puede determinar sin lugar a dudas, hay la tecnología disponible, de cuanto contenido en porcentaje de alitas tenemos en forma continua. Ahí se pueden determinar las ondas que tenga arcilla o las ondas que tengan alguna otra intercalación que no sea la sal.

Creo que es muy importante considerar que la caracterización de la sal es muy importante para las cuestiones de perforación. Porque si no tenemos una caracterización aproximada podemos llegar a tener diseños inadecuados de los pozos que salgan mucho más caros o que no los podamos terminar porque no los diseñamos de forma adecuada. Entonces la caracterización de sal es más derivada hacia la perforación de pozos, no hacia la maximización o el análisis del potencial de hidrocarburos que se tenga en la zona.

Yo no estoy en desacuerdo que se pida que se haga núcleos. Yo creo que el problema del costo, ese no es problema. Cueste lo que cueste.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- 120 millones de pesos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ya se dijo. Pero como lo dijo el Comisionado Franco, si nos da información adecuada para hacer mejor el trabajo y pueda maximizar valores más adelante. ¿Pero dónde tomamos el núcleo de esos 3,350 metros? ¿Y de qué tamaño va a ser el núcleo? ¿Realmente nos va a dar mayor información?

Yo creo que mi postura sería, pidamos el núcleo, pero que sea opcional. Porque además no lo podemos tampoco obligar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sería una recomendación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero que quede la claridad que la parte técnica tiene que ver con esto que acababa de comentar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí. Si recordamos cuando se presentó el proyecto Clipeus, el proyecto de ponencia venía en contra de autorizar la autorización del pozo. Entonces, después de una discusión donde se metieron argumentos muy semejantes a los que hoy se traen a la mesa, se determinó autorizar con recomendación.

Entonces, si las condiciones técnicas son muy semejantes ahora en Tot-1, yo creo que la decisión debe ser en los mismos términos. Si no estaríamos siendo inconsistentes con una resolución previa que ya tomo la Comisión. Mi recomendación es, decidamos en los mismos términos que decidimos Clipeus.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Me hace lógica. Y en esos mismos términos la vez pasada fue una recomendación, motivando, explicando, el interés de la Comisión y dándole a Petróleos Mexicanos, al operador, la flexibilidad de definir estrato, la profundidad que tomaría el núcleo, ¿no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que lo importante es que el Director comente que tan grade es el núcleo. Porque ya dije que son 3,350 metros. Para tener la dirección de que tanto porcentaje pudiera.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es una muestra pequeña por lo que estoy intuyendo en su comentario doctor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Al final de cuentas, es el único dato directo que tenemos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Un dato duro.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Los recortes son también muestras directas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, Director General, el tamaño de la muestra.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Voy a hacer un comentario sobre esto primero.

Dentro de la transferencia de tecnología que en algún momento su servidor recibió para desarrollo de almacenamiento en cavidades de domos salinos. La gente o las compañías que se dedican a esto, primero, como práctica internacional un pozo exploratorio se debe nuclear todo. Porque es exploratorio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se debe nuclear todo, toda la columna, toda la profundidad.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Como práctica internacional. Ahora, que haya algunas zonas que ya se conozcan y que no necesariamente se tengan que nuclear todo aun siendo exploratorio. De acuerdo. Se puede hacer.

En el caso de la sal estas compañías recomendaban: Si yo tengo un espesor de 3,000 metros.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es el espesor de la sal, 3000 metros.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Que ahorita nos ocupa, 3,350 siendo precisos. La condición es que tomes un núcleo en la cima, un núcleo en la mitad y un núcleo en el fondo del pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con eso de alguna manera tienes un 80% de certeza de que esa es la composición, una vez obtenido los resultados en un laboratorio, de que los resultados que se obtengan es la composición de la masa salina, en un 90% de certeza. Esa es la recomendación dada.

En el caso de que nada más tengamos opción de un núcleo, la recomendación es que sea en el centro de la masa salina. Y estos son 9 metros que nosotros tendríamos de corte de núcleo para hacer el análisis.

Pero entonces nosotros únicamente de esos nueve metros, la gente que se dedica, y esto porque ya tuvimos una reunión con el personal de laboratorio de geo mecánica de rocas del Instituto Mexicano del Petróleo, y nos dieron precisamente una plática de cómo y qué características, qué diferencias hay entre la toma de registros, entre los cortes de núcleos y el tener un núcleo ex profeso para las determinaciones.

Son complementarios los registros y las muestras de roca de los cortes de perforación. Pero es fundamental la toma del núcleo. Eso sí es fundamental. ¿Porque? Porque además esto si se hace a través de una máquina especializada que debe tener un corte que se hace de ese núcleo de aproximadamente 20 cm de altura por 2 pulgadas de diámetro.

Entonces se hacen estos cortes de núcleos para ir haciendo una serie de determinaciones a lo largo de esos 9 metros del corte que se haya realizado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado ponente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, aunque pudiera sonar que de esos 3,000 metros vamos a cortar nada más 9 metros, pues así pasa también en los yacimientos o en la columnas geológicas que vamos atravesando. Lo que se hace es cortar las coronas. Generalmente están diseñadas para tratar de recuperar 9 metros de roca, llamado núcleo, y pues se puede recuperar todo. A veces no se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recuperan 9 metros, se recupera un metro. Con eso ya es una muestra directa que se correlaciona con registros, con recortes, ayuda para los modelos estáticos, etc.

Es información valiosa al final, es necesaria. O sea, pareciera que es muy poquito de estos 3000 metros, pero el valor que tiene esa información yo creo que es muy importante. Y sobre todo pues a la gente que caracteriza, que hace estos modelos es sumamente importante para escalar ese valor que pueden tener un punto. Escalarlo a una superficie de varios kilómetros.

Lo mismo lo hacemos para las formaciones productoras, ¿por qué no para el núcleo? Si ya sabemos que es muy importante para la toma de decisiones de los siguientes pozos en su diseño, en su asentamiento de TR, mejor optimizarlas.

Yo lo que veo del diseño de este pozo es que hay cinco opciones. Y en dos opciones nada más ponen dos TR en la sala o incluso creo que hay una de una. Pero es un diseño. Obviamente siempre en pozos exploratorios llevan un factor de riesgo más alto que uno de desarrollo y siempre llevan consigo el plan de contingencia, que le llaman la TR de sacrificio.

Entonces, seguramente PEMEX monitoreando continuamente la perforación de este pozo podrá llegar a optimizar el asentamiento de estas tuberías. Entonces yo creo que si es importante la información porque es el concepto de todos y dejar bien claro que es un dato para después escalarlo a algo mayor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo estoy en la postura de que hagamos la recomendación pero ya nos dijeron cuando es lo que tiene el núcleo 0.002 en porciento de todo lo que es la sal.

Y creo que es importante hacer comentarios en relación a como son las características petrofísicas de las rocas en el subsuelo. No son



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

homogéneas. Definitivamente no vamos a poder tener un estrato de sal que tenga características iguales. Y si saco uno en la parte de arriba y uno en la parte de abajo, pues lo de en medio no necesariamente tiene que ser el promedio de ambos, todo van cambiando. Y tenemos diferentes herramientas que nos permiten hacer la caracterización. Insisto, yo creo que puede ser bueno sacar el núcleo, pero no va a ser una gran diferencia con respecto a que ya tengamos caracterizada la sal.

Ahora, con respecto a los yacimientos, en los yacimientos por ejemplo en Cantarell que tenía un espesor impregnado muy grande, pues sacábamos núcleos en una parte y de ahí sacábamos condiciones de porosidad, permeabilidad, etc. Otros parámetros petrofísicos.

Pero finalmente tenemos otras herramientas, otra vez vienen los registros geofísicos, las pruebas de presión, que nos permiten de alguna forma ir caracterizando en mejor detalles a los yacimientos y buscar maximizar el valor.

Yo creo que, como dice el Director Alcántara, ojalá pudiéramos tener pozos que tuvieran todo nucleado, pero yo dudo que haya muchos pozos de esos en el mundo.

Desde que se inició la industria petrolera en donde todo se nucleó. Porque la verdad es que donde nos interesa nuclear, y esto fue parte de la discusión la vez pasada, es en donde están los yacimientos productores. Ahí es donde necesitamos los núcleos.

Finalmente es dejar claro que la caracterización de estos espesores tan grandes de sal, tiene que hacerse considerando varias herramientas. Yo estaría de acuerdo en que tengamos la misma postura que tuvimos con el pozo Clipeus.

Y es más, me gustaría saber qué pasó con Clipeus porque ya tiene un buen rato. A lo mejor nos pudiera platicar un poquito el Director porque también lo dijo nuestro Comisionado Presidente, Petróleos Mexicanos aceptó muy bien el que pudiera tomar el núcleo. ¿Y cuáles fueron los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

resultados? Si es que están, porque creo que a lo mejor lo tomo en una mala posición.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Precisamente el pozo que nos ocupa enseguida tiene como un pozo de correlación Clipeus.

Clipeus está actualmente en perforación, lo podemos mencionar de una vez, y uno de los puntos que señalamos en la prevención del pozo Tot, es que vamos a llamar a una reunión de trabajo a Petróleos Mexicanos para que nos den ya los resultados conjuntos de los dos pozos anteriores con lo desarrollado en el corte del núcleo de Clipeus y qué encontraron, para ir haciendo ese tipo de consideraciones y ver si vamos avanzando en esa correlación que pretendemos establecer.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Director.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Entonces entiendo que en este punto la propuesta es, como apunto el Comisionado Acosta, ser consistentes. Y entiendo que es el deseo además de tener la consistencia jurídica procedimental, entiendo que es el deseo de que hagamos esta recomendación.

Entonces si les parece bien le pido a la Secretaria Ejecutiva que de lo que hoy resolvamos agreguemos esta precisión en la resolución. Muy bien. ¿Comisionado ponente, hay más información, algo que quieran agregar?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No Presidente. Es todo al menos que tuvieran alguna otra pregunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro comentario colegas? Bien. Secretaria, adelante con la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.40.002/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción la perforación del pozo exploratorio marino Tot-1.

ACUERDO CNH.E.40.004/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite autorización, en los términos solicitados por Pemex Exploración y Producción, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio, Tot-1, ubicado en la Asignación AE-0089-Cinturón Subsalino-07, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.5. Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Doctus-1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ingeniero José Antonino Alcántara Mayida, en relación a la ponencia del Comisionado Presidente.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Gracias Comisionado
Presidente.

Este pozo Doctus-1 está ubicado en la provincia geológica del Cinturón Plegado Perdido, en el talud continental del Golfo de México, a 188 km de la Costa de Tamaulipas, a 207 km de Matamoros y a 62 km de Corfu-1 y a 24 km de Cratos-1A. Aquí podemos ver precisamente la ubicación de Doctus-1.

Nosotros vemos aquí algunos pozos que ya han sido también aprobados en este Órgano de Gobierno, como es Pep-1, Exploratus-1DL, que son de los pozos cercanos a esta zona. Y el pozo Cratos-1A, que es este que está aquí, al que hice referencia que está precisamente a 24 kilómetros.

El pozo Doctus-1 está dentro de la asignación AE-0094-Cinturón Subsalino-12, en el proyecto de inversión Área Perdido, en el activo de exploración aguas profundas, en un tirante de agua de 1,599 metros.

El objetivo geológico que se pretende en este pozo es el Eoceno Inferior Wilcox, en un intervalo de 6,129 a 6,829 metros verticales bajo mesa rotaria. El hidrocarburo esperado es aceite ligero.

El programa de perforación daría inicio el 14 de septiembre del 2016 y la terminación de esta perforación sería el 18 de enero de 2017. Entonces, como el pozo anterior son 4 meses de perforación considerados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro de las principales características que el equipo debe tener pues es que tenga una capacidad máxima de perforación de 12,192 metros, que pueda perforar en un tirante de agua máximo de 3,048 metros y como elementos de control, los denominados preventores, que tengan una capacidad de manejo de 15,000 libras sobre pulgada cuadrada, de 15,000 PSI. Y en este caso esa plataforma semi sumergible es la plataforma más Centenario, que es una plataforma de las denominadas de sexta generación, las cuales requieren de un posicionamiento satelital.

La columna geológica programada va del Reciente al Eoceno Inferior Wilcox, a 6,829 metros verticales bajo mesa rotaria. Dentro de la normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental, está la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental denominado "Proyecto integral marino de la Región Norte".

Los costos de perforación y de taponamiento del pozo sería la perforación 1,721 metros, el taponamiento 114 millones de pesos y el costo total, mismo costo que el anterior, 1,835 millones de pesos.

Dentro de la estrategia y el objetivo que se pretenden es confirmar el potencial de hidrocarburos en secuencias siliciclasticas del play del Eoceno Inferior Wilcox. Se esperan 251 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, como reserva a incorporar.

Se definió una probabilidad de éxito geológico del 32% y la probabilidad de éxito comercial del 15%.

La clasificación del pozo está definida como 01, en busca de nueva acumulación. La presión definida a nivel del yacimiento es de 15,094 libras sobre pulgada cuadrada y el cabezal de 13,388. El tipo de pozo a perforar es vertical y la profundidad total programada es de 6,829 metros verticales bajo mesa rotaria.

Su estructura geológica está definida como un anticlinal asimétrico subsalino orientado noreste-suroeste, con una cima estructural de 6000 metros bajo el nivel del mar y una trampa combinada con cierre



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estructural asociadas a fallas inversas en sus flancos y
estratigráficamente asociada a depósitos siliciclasticos.

Aquí podemos ver el posicionamiento del pozo y la cima de la sal a
2,469 metros y la base de la sal a 5,829 metros. O sea, es muy similar al
anterior pozo que decíamos era de 3,350, en este caso es de 3,364
metros, o sea, 14 metros más de sal. La siguiente por favor.

Dentro de los elementos que técnicamente consideramos para definir
la probabilidad de que este pozo pudiera desarrollarse como pretende
Petróleos Mexicanos, lo definimos en algunos aspectos.

En los regulatorios manejamos que se presenta la solicitud de
autorización para la perforación del pozo Doctus-1 con al menos 40 días
hábles de anticipación a la fecha programada de inicio; que dispone de
una asignación vigente; que cuenta con la autorización en materia de
impacto y riesgo ambiental; que recibió una opinión favorable en
materia de seguridad industrial; y que cumple con las disposiciones de
la Resolución CNH-08.006/14.

Dentro del aspecto geocientífico es que los estudios metoceanicos
sustentan el análisis del riser, la ubicación de los pozos de alivio, así
como la simulación del derrame de hidrocarburos; que se
implementaron los planes de mitigación de riesgos en el diseño y
evaluación del pozo a partir de la evaluación geotécnica y de riesgos
someros; que el volumen sísmico empleado para la identificación e
interpretación de la localización Doctus-1 presenta características
tecnológicas confiables: acimut amplio, migración en profundidad y
aplicación de algoritmo robusto para su procesamiento.

Del análisis de los procesos y elementos que se relacionan con el
sistema petrolero, se conforma la posibilidad de que exista una
acumulación de hidrocarburos.

Dentro de la ingeniería de pozos, el diseño de pozos cumplió con las
fases metodológicas de planeación, de visualización, conceptualización
y definición, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El análisis de los eventos de perforación identificados en los pozos Corfu-1, Vasto-1, Exploratus-1DL y Clipeus-1 permitió calibrar la ventana operativa, determinar la zona de posibles riesgos establecer medidas para su mitigación y definir áreas de oportunidad en las prácticas operativas.

Quisiera hacer aquí mención que el pozo Corfu-1 fue un pozo productor, no comercial, que el pozo Exploratus-1 fue productor de aceite y el pozo Clipeus-1 a que hace referencia está en la etapa de perforación. Clipeus-1, que hace rato mencionaba va a una profundidad de 6,579 metros, en un tirante de agua de 2,261 metros. Y este pozo de Clipeus es el que se mencionaba para el corte del núcleo que se solicitó a Petróleos Mexicanos, tiene un costo de 3,123 millones de pesos para su perforación.

La ventana operativa se integró con la construcción de modelo de velocidades, los seudo registros de los pozos de correlación y el registro sintético del proyecto-pozo aplicando métodos estándares en la industria. Los criterios mecánicos del diseño cumplen con estándares y factores de seguridad predeterminados por el operador y son consistentes con las mejores prácticas de la industria.

El análisis de riesgo operativo fue presentado y planteadas las acciones contingentes. Era lo que nosotros mencionábamos en la parte de las presiones que se tienen que manejar para estos pozos. Las conexiones superficiales de control son las adecuadas a las condiciones esperadas en la perforación y prueba del pozo, que son precisamente los preventores que estamos definiendo con una capacidad máxima de 15,000 libras.

Los equipos, materiales y herramientas programadas se estiman adecuados para la ejecución del proyecto pozo. Estamos definiendo barrenas, sartas de perforación, en fin, todos esos elementos requeridos para la perforación.

Para el taponamiento del pozo consideró el empleo de materiales que satisfacen las características de baja permeabilidad y presentan integridad a largo plazo, resistentes a ambientes de CO₂, de H₂S e



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos, con propiedades mecánicas adecuadas para soportar cargas, cambios de presión y temperatura, así como lograr una completa adherencia a la TR hacia la parte de la formación en donde estarían colocadas estas. Y se realizarán las pruebas en relación a la integridad de las barrenas para confirmar la hermeticidad del pozo en los puntos considerados como críticos para su abandono.

Aquí podemos ver nosotros precisamente, como en el pozo anterior, lo que se comentaba. Hay una tubería de revestimiento inmediatamente colocada casi en la cima de la sal y después nada más tenemos una tubería de revestimiento dentro de la masa salina.

A diferencia del otro que consideraba tres tuberías. Finalmente el diseño está considerado adecuado, nada más es por lo que mencionaba el doctor Néstor Martínez, esas características de los siliciclastos y las características de juntas dentro de la masa salina, que aquí no se están mencionando y por eso tenemos nosotros nada más el diseño de una tubería. Pero, eso nos llevaría a tener una mayor certeza si estuviéramos teniendo una adecuada definición de esta masa salina.

Entonces, con esta documentación técnica recibida, los elementos de evaluación que anteriormente describí, se ve que no hay algún evento geológico, de integridad del pozo u operacional que limite la perforación de este y por lo tanto, lo sometemos a su consideración. Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados. Comisionado Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más una inquietud. Creo que es el único pozo que yo recuerde que lo dejan en agujero descubierto en aguas profundas, ultra profundas. Es el cuarto pozo. ¿Y cuál es el procedimiento para el taponamiento?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Colocan un tapón de cemento dentro del agujero descubierto. Después colocan un elemento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mecánico a continuación y después hacen la colocación de tres tapones de cemento distribuido de acuerdo a la profundidad del pozo. Y con esto queda taponado, de una manera general descrito.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La tubería de revestimiento, la última de 9, cinco octavos, está a 6,090 metros. Pero el Eoceno Inferior termina hasta 6,129, entonces esto quiere decir que el agujero descubierto tiene una parte Eoceno Inferior y otra parte de Eoceno Inferior Wilcox.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Así está considerado. Existe la posibilidad que esos intervalos pudieran tener hidrocarburos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Es lo que está buscando Petróelos Mexicanos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Son dos objetivos. Porque en el planteamiento es solamente el Eoceno Inferior Wilcox, pero la terminación deja una parte cubierta del Eoceno Inferior. En la lámina que estábamos viendo. Termina en 6,129. La tubería llega a 6,090, entonces...

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, de 6129 a 6829, que es la profundidad total, está considerado como Eoceno Inferior Wilcox.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que es el objetivo.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Que es el objetivo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero el agujero descubierto viaja desde 6,090 metros.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es parte del Eoceno Inferior también. Porque el Eoceno Inferior llega a 6,129. ¿Así fue diseñado?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN,
INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, así fue. Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director. Comisionada Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para ser congruentes tenemos que hacer la misma recomendación que el pozo anterior en cuanto a la toma de núcleos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Si les parece que agregamos igualmente la recomendación? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Como dato asociado a la asignación petrolera. También es un pozo, el único pozo, con el cual esa asignación petrolera señala que puede evaluar el potencial de esa asignación. Obviamente con los estudios geológicos, geofísicos que se tienen.

Y también en enero teniendo los resultados de este pozo pudiéramos ya empezar a vislumbrar que va a pasar con esa asignación petrolera.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Muchas gracias. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Únicamente para comentar. Me salté a la opinión jurídica del Licenciado Marco de la Peña.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Gracias, con su permiso. Respecto a la opinión jurídica obviamente son las mismas disposiciones que dan competencia a este Órgano de Gobierno. Se presentó el 15 de julio con 40 días hábiles de anticipación porque van a iniciar perforación el 14 de septiembre.

Y por otra parte, nuestro plazo para resolver vence el 26 de agosto, de tal manera que hay competencia, estamos dentro del plazo y con base en el dictamen que presentó el Ingeniero José Antonio Alcántara, este Órgano de Gobierno podrá decidir lo conducente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado general. ¿Alguna otra observación? Secretaria Ejecutiva, por favor, adelante.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.40.003/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción la perforación del pozo exploratorio marino Doctus-1.

ACUERDO CNH.E.40.005/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite autorización, en los términos solicitados por Pemex Exploración y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Producción, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio marino Doctus-1, ubicado en la Asignación AE-0094-Cinturón Subsalino-12, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

III.- Asuntos para conocimiento.

III.1 Convenio de Colaboración entre la Universidad Nacional Autónoma de México y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaría Ejecutiva realizó la presentación en los términos que a continuación se transcriben:

"SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- El tema es el convenio de colaboración entre la Universidad Nacional Autónoma de México y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

El pasado 22 de agosto se suscribió dicho convenio de colaboración entre la UNAM y la CNH, con la finalidad de intercambiar información y capacidades técnicas y científicas, así como desarrollar conjuntamente acciones relacionadas con la formación del personal profesional, la investigación y desarrollos tecnológicos; así como la realización de estudios en diversas materias de interés común.

Puedo destacar grupos de trabajo que se formarán junto con la Universidad Nacional en temas de recuperación mejorada, en temas de planes de desarrollo energético, en el impacto en la industria petrolera en la cadena de valor, por ejemplo. Y todo esto sería en el marco de convenio específicos de colaboración, que se lleven a cabo con posterioridad y con base en la normatividad de la CNH, que hubiera emitido la CNH.

Este convenio fue suscrito por el doctor Enrique Luis Graue Gretchers, Rector de la UNAM y el maestro Juan Carlos Cepeda Molina, Comisionado Presidente.

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

24 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos


COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún comentario colegas? Bien. Pues muchas gracias por la información. ¿Y con eso agotamos el Orden del Día, Secretaria?"

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:58 horas del día 24 de agosto de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuadragésima Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.



Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente




Alma América Porras Luna
Comisionada




Néstor Martínez Romero
Comisionado




Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado




Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva