

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:13 horas del día 20 de abril del año 2018, 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, 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 Vigésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2018 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 220.0314/2018, de fecha 19 de abril de 2018 y, 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.

Debido a que en esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Alma América Porres Luna declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, en los siguientes términos:

OAK-TREE SAFETY Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la declaración de comercialidad presentada por Hokchi Energy, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la declaración de comercialidad presentada por Hokchi Energy, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muy buenos días a todos, Comisionada, Comisionados. Vamos a poner a su consideración la opinión técnica sobre



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



la Declaración de Comercialidad, el Informe de Evaluación y de Resultados emitidos por Hokchi Energy a esta Comisión. Adelante por favor.

Esta es la línea de tiempo. Básicamente queremos mostrar que en marzo de 2016 Hokchi Energy solicitó la aprobación del Plan de Evaluación a esta Comisión. En julio del 2016 la Comisión aprobó el Plan de Evaluación. Posteriormente, en enero de 2017, Hokchi solicitó una aprobación de la modificación a su Plan de Evaluación. Para el 7 de marzo, perdón, de abril de 2017 la Comisión aprobó la modificación al Plan de Evaluación de Hokchi. El 2 de abril de 2017 Hokchi... perdón, el 18 de diciembre de 2017 Hokchi ingresó a esta Comisión su Informe de Evaluación, el Informe de Resultados de su Plan de Evaluación, así como la propuesta de Plan de Desarrollo. El 22 de enero de este año 2018 ingresó el aviso de manifiesto de evaluación para la declaratoria de comercialidad. Entonces este fue el periodo de análisis de febrero a este día de esta Comisión, verdad, y estamos posicionados hoy en día para la resolución del Órgano de Gobierno. Adelante por favor.

Denme oportunidad de darle una descripción primero genérica del área contractual. Esta se ubica en las Cuencas del Sureste en aguas someras. Tiene un área de 39.598 km². Se ubica a 27 km al noroeste del puerto de Dos Docas, Tabasco y, bueno, es recordarles que Hokchi Energy, S.A. de C.V. es el operador y está en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V. El contrato es CNH-R01-L02-A2/2015 y es producción compartida. La vigencia tiene 25 años a partir del 7 de enero de 2016 y el trabajo mínimo estipulado en el contrato son de 13,000 unidades.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- 130,000.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Perdón, 130,000 unidades. Muchas gracias. En esta área les recordamos nada más que se han perforado dos pozos, el pozo Hokchi-1 y el pozo Hokchi-101 por el operador anterior que fue Pemex, donde se hicieron el descubrimiento de yacimientos en el Mioceno Medio tanto en el pozo 1 como en el 101. El descubrimiento fue de aceite y gas. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFE

Bueno, ¿cuáles fueron los objetivos del Plan de Evaluación? Son seis principales objetivos en el yacimiento. Cuando lo descubrió Pemex lo llamó Mioceno Medio. Para Hokchi, una vez que empezó a estudiar dividió el yacimiento en tres subyacimientos o tres yacimientos: R1, R2 y R3. Entonces los objetivos eran primero determinar la posición del contacto, de los contactos de fluidos en el yacimiento principal, que es el R1. Las variaciones, determinar las variaciones laterales de espesores y propiedades petrofísicas en este mismo yacimiento. Determinar las características petrofísicas y extensión lateral también del yacimiento R2. Determinar las barreras de permeabilidad y conectividad hidráulica entre sub bloques y el potencial de hidrocarburos del objetivo secundario R3 que ellos veían en ese entonces. Y por último, la productividad de los distintos yacimientos identificados.

Propuso las actividades siguientes: un reprocesamiento de la sísmica 3D que se tenía y caracterización a detalle; la perforación de cinco pozos delimitadores en este campo; obviamente todo el programa de registros geofísicos en los pozos; los estudios de petrofísica especial en núcleos, núcleos de pared, vamos a ver más adelante se cortaron 42 núcleos de pared; dos pruebas de producción de alcance extendido; tomas de muestras de hidrocarburos para análisis PVT; el modelado de yacimiento integral; y todas las actividades relacionadas a instalaciones de superficie durante la etapa de evaluación. Adelante por favor.

Entonces les decía este Hokchi-1 y Hokchi-101 fueron perforados, ambos exploratorios y llevaron al descubrimiento. Los pozos que ustedes están viendo aquí que estoy señalando son los pozos delimitadores. Aquí salen tres, entonces son cinco pozos: el Hokchi-2DEL, 3DEL, 4DEL, 5DEL y 6DEL. Adelante por favor.

La información adquirida en cada pozo lo mostramos en esta tabla. En las dos primeras columnas se ponen de referencia nada más, es la información que tuvo Pemex en Hokchi-1 y en Hokchi-101. Los demás son todos los datos que tomó el operador Hokchi en los cinco pozos delimitadores. Entonces registros de hidrocarburos, núcleos de pared, medidas de presión, la cantidad de medidas de presión, determinación de fluidos – esta es la cantidad que obtuvieron en cada pozo, esto es con el PVT, determinación de fluidos –, la toma de muestras MDT igual, registros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

geofísicos convencionales en todos los pozos, registros geofísicos especiales por ejemplo como resonancia magnética en todos los pozos y los MDT. Hacia arriba por favor. Y por último las muestras PVT por pozo de cada uno. Adelante por favor.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón doctor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí, hacia atrás.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ahí en la información que está en esa tabla, sobre todo en lo de núcleos, por ahí recuerdo que hay hasta una fotografía en donde se hace la entrega de un núcleo y pareciera que no es de pared, sino es un núcleo convencional, no sé si completo los nueve metros, pero sí se entregó algo y no lo veo ahí registrado. No sé dónde lo tienes tú.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- A ver si el ingeniero. Juan Carlos Sabido, nos podrías apoyar en eso por favor. Ah, ingeniera Guadalupe, sí.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- Si me permite. Bueno, en realidad el operador menciona que solamente recuperó núcleos de pared en dos pozos, de tal manera que en el Hokchi-2DEL recuperó 20 núcleos de pared y en el Hokchi-4DEL 22 núcleos de pared. Ningún núcleo convencional.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, por favor.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver. Eso es lo que menciona el operador, ¿pero qué recibimos nosotros en la Litoteca? Hay una fotografía donde se entregó una pieza muy grande de núcleo. Yo no quiero que me diga el operador, quiero ver lo que vimos nosotros, lo que recibimos nosotros.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Bueno, núcleos completos sí se tomaron pero fue en Hokchi-1 y Hokchi-101.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, no, pero del operador nuevo, no de Pemex. Del operador nuevo. ¿Me lo checan?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok. Lo checamos, claro que sí. Ahorita lo checamos y les damos la respuesta. Adelante por favor.

Entonces con la perforación de estos cinco pozos delimitadores más la información que se tenía y todo el análisis de la información obtenida de los mismos que ya vimos, pues se construyeron los modelos estáticos, modelo conceptual y dinámico, lo que permitió definir un volumen original de hidrocarburos y clasificarlo como recursos contingentes para así poder definir los posibles escenarios de desarrollo en su caso. Entonces una vez que este análisis se hizo, básicamente el operador define que solamente el yacimiento R1 y el R2 tiene estos volúmenes considerados, considerables. Es decir, 396 millones de barriles para R1 y 22 millones para R2. Y 123 BCF, miles de millones de pies cúbicos, para R1 y 6.4 miles de millones para R2. El total son 418.6 millones de barriles de aceite y 129.4 miles de millones de pies cúbicos de volumen original. Adelante por favor.

En cuanto a la declaración de la comercialidad, el operador declaró la comercialidad de los hidrocarburos contenidos en el área correspondiente a este contrato el 18 de diciembre y se recibió en la Comisión con la siguiente leyenda: "El contratista declara la comercialidad de los hidrocarburos existentes en el área contractual". Esta declaración la sustenta el operador después de analizar cinco escenarios de desarrollo. Entonces en esos cinco escenarios escogen el escenario quinto, que es el que maximiza el valor de recuperación y el valor económico de los yacimientos de R1 y R2, a partir de 14 pozos y un proceso de recuperación secundaria con inyección de agua. El número de pozos para este escenario es de 10 pozos verticales y direccionales y 4 horizontales. Adelante por favor.

Entonces con el escenario para el desarrollo seleccionado se pudo calcular el pronóstico de producción de aceite y gas por pozo hasta el límite contractual y que permite obtener la máxima eficiencia de cada uno de ellos. Entonces lo que ustedes están viendo en la tabla, no nos vamos a meter a detalle, pero es los pronósticos de producción. La tabla de arriba es de barriles promedio por día por año de cada uno de ellos en un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



horizonte de 20 años de aceite y gas. Lo vamos a ver gráficamente, a la siguiente por favor.

Esta es los mismos datos, pero gráficamente. Es el mismo, estos son producción, pronóstico de producción diaria pero acumulada. Entonces lo que ustedes están viendo en color azul son los pronósticos de producción de aceite por pozo para el escenario que escogieron, el escenario cinco o el quinto. Y en color naranja o rojo los pronósticos de producción de gas por pozo para el mismo escenario. Entonces vemos aquí, por ejemplo, que para el 2021 se alcanza prácticamente unos 28,000-29,000 barriles de producción diaria acumulada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perdóneme doctor, una cosa menor antes de seguir con lo eminentemente técnico, petrolero digamos. ¿Podemos regresar una lámina en donde está a fecha de presentación de donde se declara la comercialidad? No, es más adelante, más adelante. Más, más adelante, más. Después de esa. Una más, ahí. Ahí la fecha es 18 de diciembre del año pasado, pero entiendo que el operador presentó el 22 de enero de este año su manifiesto en términos de los lineamientos. Solamente quiero aclarar la fecha porque es importante para efectos eminentemente jurídicos en cuanto a los plazos. Si bien ahí no viene, creo que vale la pena nada más aclarar que el 22 de enero Hokchi en este caso presenta su manifiesto de comercialidad en donde entiendo ratifica el contenido de estos documentos que presentó desde el año pasado. Solamente apuntarlo, muchas gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, muchas gracias Comisionado. Efectivamente en la línea de tiempo pusimos dos fechas, precisamente el 18 de diciembre y el 22. Entonces gracias por la aclaración, pero sí, aquí está el aviso de manifiesto para el 22 de enero. Adelante por favor. Estábamos en la 10. Es en ésta. Ok.

Entonces la inyección de agua es con el objetivo de mantener la presión del yacimiento. Iniciaría, según el operador, en el año 2022. Tres delimitadores como inyectores en el 2022 se tienen considerados, son estos tres últimos,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFE

cuatro pozos nuevos como inyectores se perforarían y también hay un pozo horizontal que también se usaría como inyector. Sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la gráfica que presentaste, en el 2040 todavía hay producción importante tanto de aceite como de gas. En estos contratos ellos tienen derecho a solicitar periodos adicionales. ¿Sabemos algo de la proyección para al final de los periodos adicionales?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí, les traemos por ahí hasta el 2050. Ahorita vamos a ver los recursos hasta el 2050, 10 años más. Sí. Adelante por favor. Adelante. En cuanto a la Declaración de Comercialidad, las premisas e insumos considerados le voy a pasar – con el permiso de la Comisionada – a la maestra licenciada María Adameia BURGUEÑO, Directora General de Evaluación Económica y Estadística, para que nos explique estas láminas.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Muchas gracias doctor. Rápidamente nada más para comentar en las premisas que está usando el operador para determinar que el yacimiento es comercial o no.

En términos generales, la producción acumulada de aceite del escenario que presenta a evaluación de comercialidad, recupera 147.8 millones de barriles diarios. De gas recuperaría 45 miles de millones de pies cúbicos. El precio de aceite que considera para esta evaluación es de 65.99 y el precio de gas que propone es de 3.24. El tipo de cambio que se consideró es de 20 pesos por cada dólar y en total presenta un Opex de 1,562 millones de dólares y un Capex de 884. La tasa de descuento que se utiliza para obtener el valor presente de inversiones y de flujos es del 10% y con base en estas premisas el escenario de producción que presenta arroja resultados positivos y rentables antes y después de impuestos. De hecho, después de impuestos el operador, con base en estos supuestos, tiene una TIR de 19.4%. Y por último nada más mencionar rápido el valor presente neto de las inversiones alcanza los 738 millones de dólares. En términos generales, dado estos supuestos, se reconocen escenarios de producción favorables y rentables a partir de las premisas dadas por el operador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok, muchas gracias maestra. Nomás vamos a hacer un pequeño paréntesis para aclarar la pregunta del Comisionado Gaspar. Efectivamente no hubo en estos pozos la recuperación de ningún núcleo. Quien entregó el núcleo convencional fue del operador Eni y fue del pozo Amoca-2. Entonces Hokchi sólo entregó recortes y núcleos de pared.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿El de la foto qué era? ¿El de la foto de Hokchi qué era? El de la foto donde Hokchi entrega allá en Yucatán un núcleo, ¿qué era? No hablé de Eni, hablé de Hokchi.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Efectivamente quien entregó el núcleo al parecer fue Eni y no Hokchi.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No, el de la foto no es Eni ¿Sale?.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok, seguimos por favor en la... En cuanto a la opinión técnica, las actividades realizadas por el operador dan cumplimiento a las fracciones primera, segunda, tercera, cuarta y sexta del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética que sustentan la razonabilidad técnica de la información presentada por el operador.

Entonces de tal manera que con las actividades de evaluación realizadas en el campo Hokchi se han acelerado el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero mediante la caracterización de estos yacimientos tanto R1 como R2, determinando las fronteras físicas, los contactos agua-aceite, los volúmenes asociados y su capacidad de producción en estos dos yacimientos. En cuando a elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo en condiciones económicamente viables de pozos, campos y yacimientos abandonados, en procesos de abandono y en explotación, pues todas las actividades realizadas permitieron al operador plantear un escenario de desarrollo enfocado a maximizar el factor de recuperación – ya habíamos visto que este es el escenario 5, ¿verdad? – al límite contractual del campo mediante la aplicación de mejores prácticas y una adecuada administración



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

integral del yacimiento. Entonces estos son los recursos que tenemos. El factor de recuperación se está estimando de aceite en el yacimiento R1 de 37.2%. Este es un factor de recuperación final. Y en R2, 1.35%, es muy bajo, marginal, ¿no? Y el de gas en R1 36.60% y R2 1.56%. Esto es para el 2040, hasta el 2040.

Entonces en cuanto a la reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la nación a partir de recursos prospectivos, bueno, vemos que las actividades realizadas dan la mayor certeza, reducen la incertidumbre, para reportar los volúmenes de recursos contingentes al límite contractual y al límite económico que, con la posterior aprobación en su caso de un Plan de Desarrollo, pues se reclasificarían a reservas en beneficio de la nación. Lo que presentamos aquí son los recursos remanentes perdón al 31 de diciembre de 2040, es el límite contractual y este es al límite 2050, el límite económico básicamente.

Entonces estas son las categorías por cada uno de los yacimientos, categorías como recursos contingentes. El total estamos hablando en barriles de petróleo crudo equivalente de 155 millones de barriles para el 2040 y para 2050 de 186. Adelante por favor.

En cuanto a la utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos, se observa al respecto que la aplicación de las tecnologías usadas ampliamente en la industria petrolera fueron las que el operador ha usado desde la perforación de estos cinco pozos, el muestreo que hizo, así como la caracterización estática y dinámica de yacimientos con el objetivo de obviamente de integrar un modelo que dé certeza, que reduzca la incertidumbre y que permita plantear posibles escenarios de desarrollo.

En cuanto a promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, pues al respecto y de acuerdo con lo expresado anteriormente, se observa que las actividades de la evaluación del campo Hokchi se realizaron conforme al Plan de Evaluación aprobado por esta Comisión y se alcanzaron los objetivos planteados en el mismo, lo que permite reducir nuevamente el riesgo geológico y establecer un escenario de desarrollo razonable para declararlo como descubrimiento comercial. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces esto. De la revisión y análisis de la información técnica presentada, se observa y concluye que el operador cumplió con los objetivos establecidos en su plan de evaluación aprobado por la Comisión, logrado establecer los elementos necesarios para plantear una estrategia de desarrollo apegada a las mejores prácticas de administración integral de yacimientos dentro del ámbito internacional, dentro de un escenario económicamente rentable, por lo que se considera que resulta técnicamente viable que el operador continúe a la siguiente fase de la cadena de valor de hidrocarburos, es decir, el desarrollo para la extracción en el campo Hokchi. Eso es todo lo que tenemos en cuanto a la opinión técnica.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias doctor. ¿Algún comentario de parte de Comisionados? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Me gustaría saber doctor ¿Cuál es la información que analizaron? ¿Qué es lo que revisaron?. Por ejemplo, he escuchado que dicen "el operador dice" o "el operador presenta". Las premisas son del operador. ¿Nosotros qué revisamos? O sea, si él nos pone 60 de precio del aceite, nosotros verificamos que sea razonable, no quiero que sea 60 exacto. Que el ritmo de producción de un pozo al inicio sea 700 barriles y luego en otro sea 4,000 como la tabla que nos mostró. Se va a ver las pruebas de presión y se fija cuál es el ritmo de producción que tienen. El volumen que dice que va a sacar los 147 millones que señaló la licenciada Adamelia. Perdóname Adamelia.

Esos valores vemos que si están abajo de las reservas, que si es la acumulada de los pozos que nos están dando. El pronóstico de producción que hicieron se hizo tomando toda la información que ustedes comentan del PVT, hacer un modelo estático, dinámico, fue un Excel o fue balance de materia. O sea, ¿qué fue? Porque yo no veo nada de eso en el dictamen. Nada más veo el "operador presentó", "el operador dijo", "el operador evaluó". Y está muy bien, a lo mejor en el Plan de Desarrollo ahí sí nos vamos a ir a las preguntas hasta cómo diseño el tubo y su planta y todo lo que esté proponiendo. Pero aquí para aprobar la comercialidad, ¿qué es lo que revisamos? O sea, ¿nada más lo que pues él nos dice? En todo caso podemos decir, "si, está bien, es lo que ellos nos dicen". Ellos son los que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

van a arriesgar el dinero y ellos son los que tienen que desarrollar. Pero entonces yo cómo me siendo cómodo de decir aprobamos porque sí verificamos la información técnica o aprobamos porque él manda en un oficio, en un documento y pone con negritas que él considera que es comercial. Si es nada más que él se manifieste que es comercial, pues ya así lo dejamos, ¿no? Para qué estamos haciendo tanto comparativo o tantas sesiones de Órgano de Gobierno para decir: "Pues es lo que nos presentó él". O sea, ¿Qué hacemos en la Comisión? ¿Qué revisamos para la comercialidad? ¿Sí? En el plan es otra cosa, ahí en el plan sí nos vamos a meter a fondo y haremos reuniones y estaremos cuestionando más detalles, ¿pero en la comercialidad qué hacemos?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- No sé si pueda comentar doctor rápidamente sobre todo sobre las premisas. Una cosa que yo creo que vale la pena discutir ahorita es justamente lo que comenta el Comisionado Gaspar de cuáles van a ser los criterios para que nosotros demos adelante en este proceso. Es algo que probablemente Joshua (el abogado) puede comentar en más detalle.

Yo sólo respecto a las premisas de precio, lo que estamos proponiendo para la etapa de la comercialidad es utilizar las premisas que presenta el operador y que sean consistentes con lo que ellos hacen en su evaluación de reservas, siempre y cuando se encuentren en un rango razonable de lo que se espera obtener del campo. En este caso en particular, el aceite que Hokchi espera obtener es un aceite de alrededor de 28 grados API, comparable con el aceite Istmo y por ejemplo el aceite Istmo el último dato que tenemos disponible el precio anda en 63.5 dólares por barril. Entonces ante esa comparación, el precio utilizado por el operador de 65.99 se ve razonable, sobre todo también viendo en cuánto andan actualmente los futuros de los precios WTI y Brent, que van un poco a la alza. Entonces en ese sentido en este caso el operador presenta premisas de precios que se encuentran acorde a lo que se espera del campo. Lo mismo para el caso de gas, en donde se utiliza un precio de 3.24.

Nada más para concluir, ahorita si la determinación del Órgano de Gobierno fuera que nosotros pongamos el precio que se debe usar en cada caso, lo podemos hacer así a partir de este proyecto. Pero si solamente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



evaluamos que lo que él nos presenta se encuentra dentro de lo razonable dada las condiciones de mercado, este proyecto lo cumple. Eso respecto al precio. No sé si podamos agregar algo Joshua.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Me dejas nada más.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Ah, sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Claro.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esa explicación que acabas de dar Adamelia está muy bien, pero no está en el dictamen. Sí tienes crudos de 23 a 28 y puedes considerar que lo va a vender así como sale de ahí. La mezcla hoy está en 60, ¿no? De 22 grados API. O sea, suena bien, está toda esa explicación muy bonita, pero no está en el dictamen.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Ok, lo incluimos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO
MONROY SANTIAGO.- Lo incluimos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Quisiera aprovechar ahorita que estamos viendo la parte económica. ¿Cómo hacen el cálculo para llegar al VPN después de impuestos? ¿Qué impuesto están considerando? ¿Este es un análisis de rentabilidad para el operador o es un análisis de rentabilidad para el proyecto? ¿Qué es lo que consideran ahí en los impuestos?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Ok, lo que vemos antes de impuestos corresponde a la rentabilidad del proyecto como tal, que esa rentabilidad se reparte entre el Estado y el contratista. Lo que vemos después de impuestos es la rentabilidad del contratista, aplicando todos los impuestos que están considerados en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y además de la participación del Estado a la que se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comprometió tras la subasta, que en este caso es de 70%. Entonces los dos indicadores que presentamos ahí se refieren a eso.

Existe y también se puede presentar el indicador del VPN a favor del Estado. Todos estos indicadores los evaluamos en el Plan de Desarrollo. De hecho cuando evaluemos el Plan de Desarrollo de este proyecto vamos a ver más detalles respecto a cómo se van repartiendo los flujos del proyecto. En este caso decidimos elegir el de después de impuestos del contratista para argumentar que el proyecto que presenta es rentable.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y cuánto es para el Estado?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Para el Estado es la resta, pero déjenme la saco Comisionado. Para el Estado es el remanente entre los 2,600 y los 331 en valor presente neto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 2,300 más o menos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- 2,636.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- 2,636 menos 331, un poco más de 2,300.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, como 2,300. Es lo que va a ganar el Estado.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- El Estado en valor presente neto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y la compañía va a ganar 331 en valor presente neto.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Exacto, exacto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Quiere comentar Joshua.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Joshua por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA
DARDÓN.- Si, ¿puedo Comisionada? Si pudiéramos darle a la última lámina
por favor. Partir de dos premisas. El alcance de la resolución propuesta y
por lo tanto del análisis propuesto es que limitarlo a la verificación de la
razonabilidad técnica de la información. Y a su vez la aprobación
únicamente la vamos a circunscribir a que el contratista continúe con la
fase de la cadena de valor, es decir, la presentación del Plan de Desarrollo.
Y me voy a permitir ahondar un poquito en estas dos premisas.

Para poder lograr este análisis y esta evaluación, debemos de recordar que,
conforme al artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en
Materia Energética, se establecen las bases en que la CNH ejercerá sus
funciones procurando, entre otras premisas, acelerar el desarrollo del
conocimiento del potencial petrolero y algunas que ya manifestó el doctor
Faustino a lo largo de la presentación. A su vez dicho documento se debe
sustentar en dos grandes premisas, que se alcanzaron los objetivos
previstos en el Plan de Evaluación y la segunda es que se cuenta con la
información que sustente las dimensiones y extensión del yacimiento o
campo, el potencial productivo del mismo, así como las condiciones
comerciales que justifiquen el desarrollo de dicho campo o yacimiento.

Ahora bien, a lo largo de la propia resolución y del dictamen verificamos
qué información debería de haber entregado el operador petrolero. Esta
información se sustenta en aquella establecida en el artículo 17 de los
propios lineamientos, el anexo 1 y anexo 7 de los mismos y en el anexo 8
del contrato. Lo que hicimos para verificar que se cumplieran con dichos
objetivos fue hacer una evaluación cuantitativa y cualitativa de dicha
información entregada por el contratista. En este caso es aquella que se
planteó en el proyecto de resolución y en el proyecto de dictamen y es el
área técnica quien realizó pues la verificación del contenido y a su vez la

verificación de que esa información fuera consistente con el proyecto y con el área contractual.

Ahora, independientemente para recapitular o, bueno, recapitulando es que el único efecto jurídico que se mencionaba Comisionado que se tendría como para, como efecto la emisión de esta resolución es evaluar si el contratista ha presentado la información necesaria relacionada con el manifiesto de comercialidad, es decir el artículo 18 de los lineamientos y los demás relacionados que ya mencioné; evaluar los objetivos alcanzados como consecuencia de las actividades de evaluación; y en su caso aprobar la Declaración de Comercialidad a fin de que el contratista continúe con las actividades de la cadena de valor, es decir, la presentación de Plan de Desarrollo. Y como bien usted lo menciona, una vez que demos esta – en su caso – aprobación es cuando vendría la evaluación del Plan de Desarrollo en donde iríamos a fondo con las premisas del proyecto en específico.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, está bien. Por ahí comentabas Director General que hacían una evaluación cualitativa y cuantitativa. Esa es mi pregunta. El tema de precios ya nos comentó la licenciada Amelia y suena muy bien, pero no está en el dictamen. En la parte técnica los ritmos de producción, ¿por qué unos 700, por qué otros 400? ¿Es razonable la prueba de presión que tomaron que señalan en el Programa de Evaluación, da un dato que te da una razonabilidad para que eso sea? No estoy diciendo ve todo el perfil, ¿no? No estamos viendo la infraestructura todavía, no estamos viendo las inversiones porque eso se va a ver en el Plan de Desarrollo. Pero para aprobar comercialidades, ¿qué hace la CNH, qué revisamos? Tú señalaste “evaluación cualitativa y cuantitativa”, ¿cuál es esa?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Bueno, dicho análisis yo creo que sí, independientemente que el doctor Monroy ahonde en el análisis técnico, en realidad lo que buscamos es que toda la información entregada tenga por estos objetivos que ya mencioné. Sin embargo creo que si el doctor creo que nos pudiera ayudar a ahondar en ver cómo justificamos la razonabilidad técnica del proyecto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, si me permites nada más doctor. Mira, la pregunta que hago es porque estamos buscando optimizar nuestros procesos en la CNH. Si vamos a profundizar a ver cuál fue el simulador, los resultados de la prueba, las inversiones que están realizando, el esquema de desarrollo que van a realizar, eso nos podemos enfocar en el Plan de Desarrollo. Y para la comercialidad, pues nada más si ellos dicen que es comercial, que ellos lo ven factible, pues darle el palomazo o qué realmente hacemos nosotros.

Si vemos el análisis técnico casi similar a lo de un Plan de Desarrollo, bueno, ahí se va a detener el que se vayan a un Plan de Desarrollo. O sea, ¿qué le hacemos? Esa es mi preocupación. Por si es nada pues el operador me lo dijo, el operador me lo presentó, el operador puso, el operador declara que es comercial y esos son nuestros argumentos para decir que es comercial, pues está fácil, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Bueno, sí, técnicamente sí se analiza toda la información, o sea, no nomás es de que recibimos la información. Obviamente lo que manda el operador es la información que tenemos y sobre la cual nos basamos nuestra opinión técnica. En cuanto a las preguntas concretas que hace no sé si el ingeniero Juan Carlos nos puede apoyar en describir así genéricamente qué información se analizó con respecto a los pronósticos o con respecto a la parte técnica.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Si, buenas tardes. Nosotros recibimos cerca de 8 anexos en donde trae toda la descripción y el análisis técnico de todas las actividades realizadas por el operador y en muchos casos incluso de los sub contratistas. Tomamos esa información, la analizamos, la tratamos, no la tratamos, la estudiamos, la entendimos, consultamos con gente especialista que tenemos también en la Comisión en donde quizá no siempre tenemos la experiencia. Revisamos lo más a fondo que pudimos con lo que teníamos y podemos concluir algunas cosas.

Por ejemplo, lo que es la inyección de agua. Lo que observamos es que ellos, perdón, al 2022 inician a inyectar agua porque identificaron que el empuje por el acuífero es débil. Entonces ellos identifican que al hacer esa inyección pueden mantenerse por encima de la presión de saturación, lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que evitaría la presencia de gas en el yacimiento, lo que permitiría tener una mejor recuperación de aceite. ¿Sí? Entonces eso es lo que revisamos, ¿no? O sea, que sea congruente, que tenga buenas... acorde a buenas prácticas internacionales porque es lo que teníamos de información, ¿no? Eso fue para dar un ejemplo, ¿no?

La perforación de pozos igual, con lo que tenemos de informes. Se mandaron todos esos informes. Verificamos que fuera acorde a lo que se autorizó, que llegaran a los objetivos, que se hiciera con las mejores prácticas la perforación de los pozos. En general eso fue lo que hicimos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Gracias.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No, pues no, pero adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Yo creo que aquí lo que tenemos que considerar es análisis de información general. Primero, porque no hay criterios específicos que le digan al área técnica qué es exactamente lo que tiene que analizar. Esta Declaración de Comercialidad que está establecida en el contrato, más bien dicho en nuestros lineamientos, parece que no prevé una manifestación por parte de la CNH. Es decir, le establece como obligación en el artículo 17 y 18 al operador la presentación. Pero luego no dice en los lineamientos la Comisión qué es lo que tiene que hacer. Aquí lo que estamos tratando es de que no se quede en esa etapa, sino de que por lo menos haya un pronunciamiento. Pero la verdad es que los lineamientos no lo expresaron.

A mí me parece que en razón de que se tienen pocos elementos hasta este punto debido a que no conocemos todavía el Plan de Desarrollo desde el punto de vista formal, porque bueno, ya lo hemos analizado en reuniones, pero desde el punto de vista formal hasta esta etapa no lo conocemos. Si no tomamos como premisas algunos datos que nos da el operador, difícilmente se podría llegar a una conclusión de si es esto comercialmente viable o no. Y esas premisas pues son en razón del total del crudo que podrá



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



extraer o qué pretende extraer en la vida contractual del instrumento jurídico que firmó con nosotros. Tanto el crudo como del gas.

Entonces esas premisas son emitidas por el operador. Nosotros tenemos que dar cierta credibilidad a esa información y no tendremos elementos para poderlo refutar hasta que nos veamos el proyecto de Plan de Desarrollo, porque es ahí donde podemos analizar cuántos pozos va a ejecutar, cómo va a estar su plan en caso que haya recuperación mejorada, cómo se prevé el perfil de producción, cuál es la inversión. Y derivado de toda esa inversión y de la producción, saber si efectivamente va a quedar un remanente para poder considerarse como utilidad repartible entre el operador y el Estado. Entonces creo que hasta este punto, en tanto no emitamos claramente los criterios, me parece que no hay otra más que considerar elementos generales respecto del plan que nos está presentando, respecto del proyecto que nos está presentando el operador. Entonces si no es así, difícilmente la Comisión tendría elementos para autorizar o aprobar la Declaración de Comercialidad que nos está emitiendo, que nos está presentando el operador. Aún y cuando nos metiéramos a información más profunda en cuanto a, por ejemplo, presión del yacimiento, pues yo no sé si ese sería suficiente elemento sin conocer cuántos pozos se van a perforar, sin conocer el perfil de producción mensual hasta la vida contractual.

Entonces si no definimos y si no acotamos nosotros primero como Órgano de Gobierno qué es lo que queremos que se analice, pues me parece que el área va a tener pocos elementos para poder presentarnos un dictamen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Desde mi punto de vista, quizá efectivamente no está explícito en los lineamientos, sin embargo, desde el punto de vista técnico y en la misma maduración voy a decir del proceso, desde luego que sí se debe de saber qué es, en qué etapa estamos y qué es lo que se tiene que evaluar. O sea, ¿qué es lo que quiero decir? Nosotros estamos en una etapa, digamos, el operador en este caso está en una etapa de evaluar si el yacimiento descubierto es lo suficientemente grande – voy a ponerlo así – desde el punto de vista estático y dinámico para poder tener una potencialidad para poder en un plan posterior desarrollarse.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

¿Y qué es lo que quiero decir? Es de que nosotros tenemos que ver si se delimitó, de qué tamaño es, qué volumen puede contener ese yacimiento, qué potencial, digamos, qué posible producción podría tener en cuanto a las pruebas de producción que pudieron haber realizado. Eso nos da el posible gasto que podrían tener digamos con las presiones que se tienen a futuro y eso nos daría por qué desecharon el tercer yacimiento. O sea, porque ese no tiene potencial de ser comercial. Entonces eso, los elementos que tenemos hasta este momento claro que técnicamente nos dan la manera de saber si es comercial o no hasta este momento.

Ahora, a futuro efectivamente tendrán muchos más elementos y mucho más detalle para ver cómo va a desarrollar ese yacimiento, pero una vez que ya se ha determinado que hay un tamaño, que hay un volumen y que hay un potencial de producción de ese yacimiento. Hasta ahí vamos y todo lo demás es esquemático. Pero desde el punto de vista estático y dinámico, desde luego que nos tienen que dar esos elementos y eso sí está en los lineamientos por cierto. O sea, dice: pues tienes que delimitar el yacimiento, tienes que manejar todos los elementos que de alguna manera han dado. Y desde luego nosotros tenemos que verificar, que es un poco lo que dice la razonabilidad técnica, o sea, la razonabilidad técnica y económica por cierto, ¿no? Entonces ahí decimos si nos dan que el yacimiento es comercial y nos dicen pues es un yacimiento con una dimensión extremadamente pequeña con un potencial de producción muy pequeño, es incongruente. Nosotros decimos pues, o sea, tú me estás diciendo que es comercial, pero si me estás dando cifras voy a decir de precio de gas de 10 dólares el BTU o de 150 dólares el barril, etc., es incongruente. O sea, eso no.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No es razonable.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No es razonable. Entonces el volumen pues en un volumen muy pequeño pues esto no va a poder, o sea, y me dan un perfil aunque sea esquemático ahorita, un perfil que me va a producir 200,000 barriles de tal. No es razonable. O sea, tenemos que ver la razonabilidad del tamaño del yacimiento que están previendo con el potencial que tienen de acuerdo a los datos que hasta ahorita tienen simplemente para ver si es razonablemente comercial hasta este momento. Yo creo que sí hay elementos y es lo que tenemos que checar y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es lo que no sé si tiene sentido decir las áreas técnicas, pero eso se tiene que transformar en criterios para poderlo sumar. Pero eso es lo que de alguna manera se tiene que decir expresamente en el dictamen, creo que no está dicho así. Si, Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Espérenme, me quedé muy lejos del micrófono. El Plan de Desarrollo para la Extracción es lo que hacen los operadores para lograr la maximización de valor. Nosotros tenemos que validarlo, porque tenemos que ver que el Estado también maximice el valor. Resulta que los lineamientos plantean que antes de que se nos presente el Plan de Desarrollo nos hagan una Declaración de Comercialidad. El problema es que nos presentan el Plan de Desarrollo para de alguna forma avalar que hay comercialidad. ¿No? Es una cuestión que tenemos en los lineamientos. Y lo que hemos estado viendo aquí es en algunas láminas un Plan de Desarrollo que en esta sesión de Órgano de Gobierno no estamos validando, simplemente estamos viendo la razonabilidad de que técnicamente y económicamente sea factible y creo que eso hay que tenerlo muy claro.

Estamos validando comercialidad porque así lo exigimos al operador que lo haga. Posiblemente, y creo que es el espíritu de la pregunta que hace el Comisionado Franco es qué estamos haciendo. Porque no están validando el plan, el plan lo van a validar más adelante, ¿entonces qué están revisando? Están revisando lo que ya se dijo, simplemente que haya una cierta congruencia con lo que está diciendo y hasta ahí. Entonces estamos, creo que es importante comentarlo, que hay una revisión de nuestros lineamientos, porque todo es perfectible y tenemos que estar verificando que esos lineamientos vayan a por un lado a maximizar el Estado, pero también que permitan que las operaciones se hagan en el campo en la forma adecuada. Entonces estamos revisando esos lineamientos de planeación, perdón, de planes, tanto para Planes de Exploración como para Planes de Desarrollo en Extracción y estamos revisando cómo tiene que ser esta Declaración de Comercialidad. Hay diferentes posturas, pero tenemos que llegar a algo que finalmente nos evite entrar en estas como incongruencias – ¿no? – en el análisis porque por un lado nada más estamos viendo las comercialidad y por otro lado nos están enseñando un plan en donde dicen que van a inyectar agua y definitivamente no es... en esta sesión de Órgano de Gobierno no estamos diciendo que está bien que

inyecten agua o que perforen pozos o que tengan tal producción y creo que eso tiene que quedar claro para que la resolución o que la gente que nos está viendo tenga la claridad que nada más es: pues está bien. Y mi punto es me parece bueno cómo lo están haciendo, pero no lo estamos analizando todavía en el deber ser, que es lo que pide el Comisionado Franco. ¿Qué analizaron? Eso lo vamos a analizar en la siguiente etapa.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón doctor. Nada más, a ver, yo ya dije en el Plan de Desarrollo ahí le vamos a preguntar todo, todos los detalles. Cómo calculaste uno, cómo hiciste todo para definir esta infraestructura, este perfil de producción, qué simulador, todas las preguntas que marcan nuestros lineamientos. Yo lo que pregunto es para la declaratoria de comercialidad ¿qué hace nuestro equipo?

A ver, el precio dice 65. ¿Es razonable? Sí, hoy está a 60 la mezcla y es un crudo similar, es un poquito mejor de calidad, suena bien. Oye, el gas dice 3.5, ¿cuánto lo estamos vendiendo? Pero este gas tiene líquidos, puede ser más rico, suena razonable que sea 3.5. El perfil de producción hay pozos con 700 barriles, hay unos con 4,500, la prueba de producción te dio 3,500 con estrangulador totalmente abierto. Que ellos me digan si es así. Si están un perfil ahí de indicadores económicos y traen unos precios y en esos precios traen un costo de los pozos y los costos de los pozos son similares o razonables con la industria internacional o con los cinco pozos que ya perforó el operador, es razonable. Si el volumen a recuperar de las reservas que tienen ahí que están manifestando son acorde a las que a lo mejor ya certificamos o tenemos en otra área de nosotros, es razonable. ¿Tenemos algunos criterios con los cuales fácilmente le podemos hacer check, check, check? Es razonable. Oye, el perfil lo hicieron con eclipse y todo, eso lo vemos en el Plan de Desarrollo. Ahorita coincide con reservas, coincide contra nuestros volúmenes, coincide con las pruebas de producción que hizo, coincide con la profundidad de los pozos a los que llegaron y van a la formación. Es ese todo el trabajo que queremos que hagan o que yo haría. ¿No? Por eso yo pregunto, ¿qué hicieron ustedes? Vieron el registro, se fueron a calcular, metieron fórmulas de Archie, ¿qué fue lo que hicieron? Eso es lo que quiero saber. Porque si no, pues con que él me diga que es razonable pues le damos check.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No, por supuesto, técnicamente... perdón, sí, adelante Comisionado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estamos viendo la Declaración de Comercialidad. O sea, ellos van a invertir 50,000 millones de pesos y estoy seguro que los datos y los cálculos que hicieron son lo más... ¿Cómo llamarle?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Razonable.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no, más allá que razonable. Ellos están conservadores, son costos muy conservadores. Ellos no van a jugar con el capital de su empresa. Entonces en este caso yo estoy seguro que ellos usaron un modelo sumamente conservador para justificar comercialidad y poder decirle a su empresa: "Vamos a invertir porque hay una gran posibilidad de éxito".

Cuando entramos a la siguiente fase, que es la parte de extracción, entonces ya los intereses del Estado y los intereses de la empresa pueden no estar alineados. A nosotros nos interesa maximizar digamos el interés de la nación y a ellos el interés de su empresa y ahí hay una serie de acuerdos y una serie de controles y una serie de revisiones. Ahí tenemos que entrar con otros ojos, porque ahí no necesariamente estamos alineados. En este momento sí estamos alineados, porque nosotros queremos que se use digamos esa área, que se desarrolle, y ellos quieren tener una empresa productiva. Entonces en este momento a mí no me preocupa tanto, siempre y cuando el cálculo sea razonablemente bien hecho. En el segundo caso no, porque en el segundo caso sí hay casos donde podemos estar en desacuerdo y tenemos que llegar a una cosa donde se maximice los intereses de la nación.

Entonces yo quisiera proponer que en este caso nos dieran su escenario, que es el que nos presentan, dijeran: "Dentro del escenario más



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

conservador, que es el que está aquí, la empresa va a ganar el 13% y la nación el 87%". Es un poquito como los cálculos que ustedes presentaron, pero no los pusieron en pantalla. No sé si hicieron el cálculo y en realidad está arriba del 80% lo que ellos están pensando que va a ganar la nación y 10%-15% es lo que van a ganar ellos. Entonces suena razonable. Hasta aquí suena razonable. Yo quisiera que en donde nos tenemos que echar un clavado pero fuerte es cuando lleguemos al Programa de Extracción, porque ahí sí no necesariamente estamos alineados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. Bueno, yo aquí veo en el dictamen o por lo menos en la presentación que se relaciona con el dictamen en la página 7, en la lámina 7 dice: "Con la perforación de los cinco pozos delimitadores y toda la información obtenida de los mismos se construyeron los modelos estáticos, conceptual y dinámicos", a los que se hacía referencia. Bueno, entiendo que de aquí se determina el volumen del yacimiento, un posible volumen del yacimiento, y los recursos prospectivos. Después nos presentan cinco escenarios, el operador presenta cinco escenarios respecto del cual eligen uno y en relación con ese escenario se hace ya una proyección donde se dice se podrán obtener si se sigue ese camino una producción de aceite de 147 millones, de gas de 45 millones, se establece un precio pronosticado tanto para el crudo como para el gas y respecto de él se da una tasa interna de retorno.

La verdad es que no sé a dónde más ir para efecto de hacer un análisis y hasta qué profundidad tiene que ser esta – repito – si no está previsto en lineamientos. Estamos tratando aquí de dar una respuesta a algo que consideramos lógico en la cadena de valor, que es declarar comercialidad, para luego irnos al Plan de Desarrollo. Sin embargo, parto/repito de que los lineamientos no plantearon, no consignaron los criterios que se tienen que establecer para efecto de ese análisis. Entonces creo que con estos elementos básicos que yo he mencionado, me parece que la Comisión podría tener elementos para efecto de decir si es razonable lo que en proyecto – porque al fin y al cabo es un proyecto – está presentando el operador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Creo que incluso estos cinco escenarios están más allá del momento en el que está este proyecto. Es decir, creo que Hokchi cumpliría, cuando menos para mí, si él declara que hay comercialidad porque con lo que ya refería el Comisionado Acosta con sus modelos estáticos, conceptual y dinámico encuentra que en los dos yacimientos existe un volumen de hidrocarburos original de tanto. Y para Hokchi en ese momento resulta que se dan las condiciones para que él declare comercialidad y lo que nosotros tendríamos que revisar, y respecto de lo cual tendremos que pronunciarnos, es que esos elementos que Hokchi nos presenta resultan razonablemente acordes con las actividades que Hokchi llevó a cabo.

Es decir, creo que incluso aquí hablar de estos 5 escenarios resulta excesivo, déjeme decirlo así. Esos cinco escenarios tendremos que desmenuzarlos y analizarlos a profundidad cuando se estudie el plan, proyecto de Plan de Desarrollo para la Extracción que Hokchi habrá de presentar, que formalmente habrá de presentar digamos, ¿no? Entonces yo coincido en que ahorita con los elementos que Hokchi presenta creo que este Órgano de Gobierno está en condiciones de pronunciarse respecto a la razonabilidad de ese análisis. Ciertamente cuando se vea el Plan de Desarrollo para la Extracción pues tendremos que ver de esos cinco escenarios que Hokchi presenta y que escoge el quinto, tendremos que saber por qué ese es el que resulta mejor en términos de una adecuada extracción de los hidrocarburos contenidos en el área contractual de Hokchi. Creo que ahí es donde tendremos que meternos después pues fondo al tema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Comisionados, en abono a los últimos comentarios también, recordar que Hokchi cuando le fue adjudicado el contrato presentó un Plan de Evaluación. Ese Plan de Evaluación fue aprobado por los Comisionados considerando evidentemente la información que remitió conforme a nuestros lineamientos y que tendría un objetivo a futuro que sería el desarrollar el campo. Ahora entrega, junto con esta Declaración de Comercialidad por así llamarlo porque así lo dicen los lineamientos, entrega



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un Informe de Evaluación. Ese Informe de Evaluación refiere los resultados que obtuvo del Plan de Evaluación y con esos resultados sustenta el contratista el que tiene el interés de continuar con el contrato y pasar a la etapa de desarrollo.

Hasta el momento en el que nos encontramos, como bien lo señalan, este es un hito que no está predefinido en los lineamientos que tenga que ser como tal aprobada en su comercialidad. Probablemente en esta nueva versión que tendremos de lineamientos podremos ser más precisos en lo que el Órgano de Gobierno quiere de esta etapa del Informe de Evaluación. Pero lo que estamos seguros es que el Plan de Evaluación llega, se consideró adecuado porque se dictaminó favorable, presentan un informe de evaluación que reportan los resultados de ese informe y con base en ello presentan un Plan de Desarrollo que será objeto obviamente de dictamen del Órgano de Gobierno. Entonces creo que con los elementos de este informe de evaluación que presentan y la razonabilidad que ya mencionaron, la razonabilidad técnica de los elementos que muestran, pues puede ser aprobado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, a ver. Ya se dijo que en los lineamientos no está claro cómo se debe evaluar la comercialidad por parte de la Comisión. Yo estoy de acuerdo. Pero también estoy de acuerdo en lo que dice la doctora Alma América. Hay capacidad técnica aquí para hacer una revisión que genere la razonabilidad de que sí se ve comercial. El riesgo, como dice el doctor Moreira, es del operador y él no va a buscar ir a perder dinero. Eso yo estoy totalmente de acuerdo. Y los datos que nosotros revisamos con mi equipo de asesores vemos y decimos, "oye, la reserva nos las pasa, el ritmo de producción es esto, las inversiones están acorde – lo vimos con el área económica – y hacemos el análisis y decimos se ve bien". ¿No? Ya vengo preparado para mi reunión. Pero no veo eso en el análisis.

Ahorita nos explicó muy bien Adamelia cómo ve lo del precio, pero no veo el análisis de lo demás. Un análisis sencillo, ¡eh! No estoy pidiendo que se vayan a ver cómo hicieron el escalamiento y las propiedades del modelo estático, eso no me interesa ahorita. Estoy diciendo, oye, ¿cómo vemos la comercialidad? Porque si no lo que yo estoy buscando es mejorar el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



proceso en la Comisión y cuando el operador responsablemente hizo bien su análisis, muestra sus datos que se ven consistentes con el resultado de un Plan de Evaluación que le aprobamos hace tiempo, pues con que nos ponga en negritas – así como en la presentación – que es comercial, pues le damos palomita y no estamos aquí dos horas viendo cómo nuestro equipo lo evaluó o no. Yo lo que quiero es que mi equipo de la CNH analice aunque sea para esta parte muy somero datos esenciales como las reservas, como el precio, como los costos, como el ritmo de producción, con los resultados de las pruebas. Es lo único que ando buscando.

La comercialidad pues yo le creo al operador. Va a meter muchos millones de dólares en algo que ya estudió, que ya trabajó, que metió reservas que ya las reportó como probadas, está muy bien. Se está yendo a un análisis de meter procesos de recuperación secundaria, está muy bien. Todo eso está bien. Yo lo que quiero saber es qué hicimos aquí en la Comisión y qué estamos poniendo en el dictamen, independientemente de que les digamos en los lineamientos a nuestros técnicos lo que deben hacer o no.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Creo que es muy razonable.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, pues creo que está mucho, muy claro que no tenemos ningún problema con la declaración de la comercialidad, pero pues ya que estamos revisando el cómo deberíamos hacerlo, me quedé pensado mucho en la parte del análisis económico. Y entonces nos decía la Directora Adamelia que la empresa va a tener después de impuestos 331 millones de dólares según este cálculo, ¿no? Lo cual celebramos porque pues el Estado va a tener más. Pero creo que hay que plantear estas tablas de tal forma que quede bien claro cuánto es el valor presente neto para el Estado, cuanto es el valor presente neto para la empresa, porque recordemos que esto es un Contrato de Producción Compartida. Cuando uno hace un análisis de rentabilidad de proyectos pone ingresos y egresos, pero en este caso los egresos van a ser regresados a la empresa porque es producción compartida. Entonces todas esas cosas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hay que considerarlas para tener una claridad de cuánto es. Obviamente no son 331, es más por ese regreso. Pero bueno, la cuestión es que nos hagan las presentaciones de tal forma que tengamos la visibilidad también para el Estado y para la empresa. Obvio para una cuestión de comercialidad eso es de más, ¿no? Pero me estoy refiriendo para las cuestiones del desarrollo de los planes – ¿no? – en donde sí tenemos que tener más claridad. Mi solicitud es que también lo hagamos así, ¿no? Igual sumándome a todo lo que pidió el Comisionado Franco que para las siguientes ocasiones tengamos ese desglose específicamente para los valores presentes neto, tasas internas de retorno, etc., etc.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien Comisionado. ¿Algo?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Si pudiera agregar. De hecho ese análisis lo hicimos como parte de lo que estamos presentando ahorita. Ahí yo creo que la determinación que están haciendo ustedes ahorita nos va a ayudar para en futuras ocasiones presentar toda la información que está disponible. Nada más quisiera responder a la pregunta del Comisionado Moreira que preguntaba cuál es el porcentaje que se queda el Estado en renta petrolera, es de 82.1% en este contrato. Lo vamos a estudiar, ya estamos en etapa de estudio del Plan de Desarrollo. Lo vamos a presentar cuando presentemos el Plan de Desarrollo, pero en esta etapa digamos podemos agregar alguno de esos indicadores nada más para dar un poco de claridad respecto a cómo funcionan los pagos y los flujos de efectivo en el contrato.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. No sé, ¿alguna otra pregunta/comentario? ¿No? Doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más confirmando que Hokchi entregó únicamente núcleos de pared, ¿Ok? Muestras.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, también lo reportó el Centro y yo también lo chequé y efectivamente. Sí, o sea, la foto fue en una caja grande, pero fueron puros núcleos de pared. ¿Sí? Ok. Por favor Secretaria.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, únicamente para efectos de entender bien la discusión. Las conclusiones o las referencias que técnicamente se han expresado en la sesión pudieran precisarse en el dictamen. Eso es lo que estoy entendiendo, ¿no? Para efectos de proceder a la firma de la resolución. No obstante, se presentaron durante la sesión y entendemos que tienen esta... ¿Perdón, mande?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es que no se presentaron durante la sesión, que se pongan en el dictamen.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Bueno, en el dictamen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que se expresen.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Que se expresen en el dictamen, así es. Y la resolución en cuanto a los alcances que comentaba el licenciado Joshua Gamboa en relación cuál es el alcance de la resolución para la aprobación de la comercialidad, que es la verificación de la razonabilidad técnica de lo entregado por el contratista y que permite que continúe con la siguiente fase, que es el desarrollo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para presentar el Plan de Desarrollo.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Así es.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No sé si es técnica-económica.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es técnica-económica finalmente, sí. Muy bien. Entonces si nos puede leer Secretaria Ejecutiva la propuesta de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí, con mucho gusto. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera cuarta, décima y vigésimo séptima y 38, fracciones primera y tercera de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracción décimo segunda, de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción décimo tercera, del Reglamento Interno de la CNH, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la Declaración de Comercialidad presentada por Hokchi Energy, S.A. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo no sé si está implícito pues que en base a qué vamos a aprobar esta Declaración de Comercialidad. Es decir, se requiere pues una interpretación de los lineamientos para efecto de determinar esta atribución que de entrada no lo menciona expresamente el lineamiento o esto ya viene en el proyecto de resolución.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Viene en la resolución. No sé si gustan, nos lo podrá exponer el abogado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo nada más quisiera que lo comentáramos de forma general.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Con todo gusto Comisionado. De hecho, en la resolución en el considerando tercero hablamos de tres elementos que se tendrían que considerar para la evaluación. Entre ellos, el momento y la forma en que la Comisión debe pronunciarse respecto del descubrimiento de comercialidad, en este caso el manifiesto presentado por el operador petrolero. En este caso hacemos el análisis e interpretación del artículo 17 de los lineamientos, en el cual señala que, como parte del Programa de Evaluación que presentó el operador petrolero, que debe presentar un operador petrolero, se establece la Declaración de Comercialidad. En



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



virtud de que en este supuesto del artículo 17 estamos en un momento en el que es previo a que se lleven a cabo las actividades petroleras. Es decir, debería de presentar esta información y posteriormente debería llevarlas a cabo y llegar a los resultados de la fracción quinta y todos los incisos que tenemos aquí en pantalla en el artículo 17. Es materialmente imposible poder tener estos resultados ex ante a la elaboración y en la presentación y por tanto llevar a cabo las actividades de evaluación.

La interpretación que ponemos a consideración en la propia resolución es que ese momento en que la Comisión debe pronunciarse es ex post, es decir, una vez que llevó a cabo las actividades de evaluación presentadas ante este Órgano de Gobierno y – como ya lo dijimos – aprobadas en su Plan de Evaluación, es cuando la Comisión debe pronunciarse y se materializa al momento de la presentación del manifiesto de comercialidad establecido en el artículo 18 de los lineamientos. Por lo tanto, este momento es una vez que presenta el tema del manifiesto en términos del 18 con fundamento en el artículo 17 que habla de la propia aprobación, sin embargo, por hacer materialmente imposible esta aprobación ex ante es en este momento cuando se interpreta que debe llevarse a cabo la aprobación de la comercialidad del contratista.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Muy bien. Nada más para que quede claro pues. Por una parte estamos aprobando la Declaración de Comercialidad y por otra parte estamos interpretando nuestros lineamientos para efecto de dar sustento a esa aprobación que no prevén de forma clara los propios lineamientos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- De hecho lo planteamos así en la resolución y también suscribimos el alcance de la propia resolución que ya hemos manejado aquí. Es únicamente para Hokchi, es en el acto específico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Por favor, ya leímos la propuesta de acuerdo. Entonces someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo, sírvanse manifestar su voto levantando su mano.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.23.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la Declaración de Comercialidad presentada por Hokchi Energy, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

ACUERDO CNH.E.23.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, IV, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción XIII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la Declaración de Comercialidad presentada por Hokchi Energy, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:24 horas del día 20 de abril de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Vigésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

Órgano de Gobierno

Vigésima Tercera Sesión Extraordinaria

20 de abril de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Alma América Porres 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

Órgano de Gobierno

Vigésima Tercera Sesión Extraordinaria

20 de abril de 2018