



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

TRIGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:11 horas del día 22 de mayo 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, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Trigésima Primera 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 220.0408/2018, de fecha 21 de mayo 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.

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 se aprobó en los siguientes términos:

Órgano de Gobierno

Trigésima Primera Sesión Extraordinaria

22 de mayo de 2018

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Néstor Martínez Romero, en su calidad 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 doctor, adelante por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias estimado Comisionado Presidente. Comisionados, con su permiso. Traigo a consideración de este Órgano de Gobierno la propuesta de Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada para su aprobación y en su caso el envío a la CONAMER, lo que era la antigua COFEMER. Voy a dar unos antecedentes muy breves y comentar que a partir de los últimos meses del año 2016, durante todo 2017 y lo que va de este año, en la CNH se formó un grupo de trabajo que revisó regulaciones a nivel internacional y participó en reuniones de trabajo con expertos, con pares y fundamentalmente con gente conocedora de la operación de este tipo de proyectos.

Merece una especial mención comentarles que en septiembre de 2017 la CNH organizó con la Agencia Internacional de Energía un congreso, un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

congreso en Cancún, en donde se pudieron compartir experiencias de diferentes proyectos en el mundo relacionados con la recuperación secundaria y mejorada. El resultado de todo ese trabajo, de las reuniones de trabajo y de los congresos a los que hemos asistido, fueron plasmados en unos lineamientos y estos fueron compartidos a todos los miembros del Órgano de Gobierno, a todos los Comisionados, de los cuales se recogieron valiosos comentarios.

En la sesión Sexagésima Primera Extraordinaria del Órgano de Gobierno del pasado 23 de noviembre del 2017 se aprobó la propuesta de conformación del Consejo Consultivo definido en el artículo 28 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, que tiene por objeto contribuir al proceso de la consulta pública para analizar criterios de regulación que emiten los Órganos Reguladores. Quiero iniciar agradeciendo a este grupo, a este Consejo Consultivo, a la Secretaría de Energía, a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, al Fondo Mexicano del Petróleo, a la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (la OCDE), la Agencia Internacional de Energía, el IMP, la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI), la Unión Mexicana de Asociaciones de Ingenieros (UMAI), la Confederación Patronal de la República Mexicana (COPARMEX), la Asociación Mexicana de Empresas de Servicios Petroleros (AMESPAC), la Society of Petroleum Engineers y a la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros por la aportación de valiosos comentarios durante las reuniones que tuvimos de trabajo con ellos y que contribuyeron significativamente a la mejora de los lineamientos técnicos.

También deseo expresar mi agradecimiento a los Comisionados integrantes del Órgano de Gobierno, a su grupo de asesores y a los equipos de trabajo de las Unidades, a la Técnica de Extracción representada por el maestro León Daniel Mena, de la Dirección General de Regulación y Consulta liderada por el doctor Rolando de Lassé y pues por supuesto a la Oficina de la Secretaría Ejecutiva liderada por la maestra Carla Gabriela González. Todos ellos aportaron gran cantidad de horas de trabajo y valiosos comentarios.

Creo que después de los agradecimientos vale la pena plantear algunas ideas de por qué son tan importantes los lineamientos. Y hay que comentar que la Agencia Internacional de Energía en un análisis que hizo a nivel



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

global, exhaustivo, estima que para el año 2040 entre el 30% y 70% de la producción del total de aceite va a ser recuperado de yacimientos maduros a través de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Puede repetir los porcentajes?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entre el 30% y 70% de producción. Si ponemos un valor promedio, pues más del 50% va a venir de proyectos de recuperación mejorada para el año 2040. En el mundo e igual en México tenemos gran cantidad de yacimientos maduros. Ese es el pronóstico que ellos tienen. Pero en México, considerando los escenarios de la Reforma Energética, la Agencia también ha estimado que la producción puede alcanzar 3 millones de barriles para el año 2030, siendo que la recuperación adicional de hidrocarburos por estos procesos puede contribuir hasta en un 10%. Es la visión que tienen para México. Son datos duros. El volumen original de todos los yacimientos descubiertos en México a la fecha dan una suma de 242 billones de barriles. No me voy a referir al gas para no confundir, pero 242 billones de barriles es todo lo que hemos descubierto, es el volumen original.

La producción acumulada de aceite es de 43.26. Esto representa solamente el 17.85% del factor de recuperación. De todo lo que hemos descubierto, solamente hemos podido recuperar 17.85%. No hice los comentarios, los números para gas para no confundir, pero el factor de recuperación solamente representa el 30.5% para gas. Entonces 17.85% y 30.5%. Obvio lo comentado es un promedio a nivel nacional y los factores de recuperación varían dependiendo de los diferentes yacimientos y obviamente también de las condiciones geológicas, de las propiedades de fluidos. Entonces tenemos yacimientos campeones que tienen factores de recuperación a nivel mundial que han sobrepasado el comportamiento global, pero también hay otros yacimientos que tienen muy bajos factores de recuperación. Entonces por ejemplo en la zona marida son mayores de 30%, pero en el área de Chicontepec los factores de recuperación andan del orden de 0.88%. No hemos podido recuperar mucho. Pues todos los datos que les he comentado indican claramente que hay un gran potencial de producción de hidrocarburos en México.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En este sentido vale la pena resaltar que si pudiéramos incrementar el factor de recuperación nacional de petróleo en un 10% esto podría representar una producción aproximada de 24.2 miles de millones de barriles. Claro, obvio esto es en un tiempo de 10 o más años. ¿Pero qué significa esta cifra? Pues esto representa 1.7 veces todo lo que ha producido Cantarell. Eso nos da una visión de la importancia que puede tener estos procesos. Si lo quisiéramos poner en dinero pues eso representa 1.6 billones de dólares, obviamente distribuido en el tiempo.

Otra cosa muy importante que hay que comentar es que esta regulación ha tenido también insumos directos por parte de la Secretaría de Energía y la Secretaría del Medio Ambiente y de Recursos Naturales para promover la captura, secuestro y uso del CO₂. Esto es muy importante para la implementación de tecnologías limpias como podría ser también el uso de la energía solar para procesos de recuperación mejorada como la inyección de vapor. Estos procesos de recuperación, adicional a que van a recuperar el CO₂ y van a ayudar al ambiente, nos van a permitir incrementar el factor de recuperación, lo cual es muy importante y la SENER con la SEMARNAT y la CNH han estado involucrados en este tipo de proyectos. Entonces bueno, dicho todo esto, pues con el permiso del Comisionado Presidente quisiera ceder la palabra al Director de Regulación y Consulta, al Director General de Regulación y Consulta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes, perdón. Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Antes de pasar a la explicación concreta, para efectos de una mejor comprensión de los lineamientos, yo quisiera que el Comisionado ponente nos pudiera explicar un poco, porque cuando se hace referencia de recuperación secundaria y mejorada automáticamente uno piensa en campos maduros. ¿Sí? Y el lineamiento realmente no hace esta distinción, realmente se aplica tanto a los campos recién descubiertos como a campos que llevan ya un proceso de extracción prolongado. Entonces para efectos nada más de una mayor comprensión si nos pudiera explicar ¿por qué no se hace esta diferenciación y se solicita tanto para campos nuevos como para campos maduros?.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, me parece que es excelente la pregunta – muchas gracias – porque creo que puede clarificarse muchos de los aspectos que de repente se convierten en mixtos. Voy a iniciar comentando que algunos Planes de Extracción que nos han traído los operadores ya incluyen desde el inicio la posibilidad de un proceso de recuperación secundaria, en este caso inyección de agua. ¿Pero qué ha pasado en el mundo? Igual que en México, existe una diferencia en la rentabilidad de la producción primaria con la producción secundaria y mejorada. Las rentabilidades disminuyen porque se requieren mucho más inversiones que cuando estamos solamente en la producción primaria, que es la producción que se obtiene debida a la expansión del sistema roca-fluidos. No se gasta tanto dinero, vamos a decir los costos de operación y de infraestructura son menores que cuando se implementa un proceso de recuperación secundaria y mejorada.

Entonces en muchos lugares en el mundo pues se deja la recuperación secundaria para después y en México lo que sucedió es que en la medida que se fueron descubriendo nuevos yacimientos, y como se tiene un mandato de maximizar valor, las inversiones fueron hacia los que daban mayor rentabilidad. Esa es la razón también por la cual tenemos déficit en gas, porque la producción en el aceite es de mayor rentabilidad. No quiere decir que los procesos de recuperación secundaria y mejorada no sean rentables. Significa que son menos rentables que el total. Ahora, no podemos ver dentro de un Plan de Extracción una diferenciación – y así está planteado en nuestros lineamientos – de que no son un solo proyecto. Al final son un solo proyecto y se llama el Plan de Extracción. El Plan de Extracción incluye el Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada.

¿Cuándo implementar un Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada? Pues va a depender de cada operador. Nosotros no estamos planteando alguna fecha específica. Ellos tienen que demostrar cuándo es el mejor momento, de tal forma que se maximice el proyecto que constituye todo el Plan de Extracción. Todas las referencias que hice fue a yacimientos maduros, porque de alguna forma esa es nuestra situación a nivel nacional. Tenemos lo que algunas personas manejan como las manzanas mordidas, ¿no? En las cuales tenemos que volver a regresar para poder sacar mayor provecho.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No sé si faltaría algo específico por comentar, pero no necesariamente un yacimiento tiene que aplicarse un proceso de recuperación secundaria y uno mejorada. ¿No? Puede ser mejorada sin secundaria o secundaria sin mejorada. Y fundamentalmente la explicación de cuál es la diferencia de uno y otro es que en la recuperación secundaria se inyectan fluidos al yacimiento de tal forma que se le agrega energía para que los hidrocarburos puedan salir a la superficie, pero esos fluidos no tienen ninguna interacción con los fluidos o con las rocas. En recuperación mejorada sí hay una interacción. Entonces alguien dice es que van a inyectar agua. ¿Y si van a inyectar agua y le van a poner algún producto químico? Eso ya es recuperación mejorada porque el producto químico va a cambiar las condiciones por ejemplo de mojabilidad de la roca o va a cambiar la densidad del agua y la viscosidad de tal forma que pueda tener un mejor barrido. Entonces la verdad es que es muy fácil diferenciarlos.

Y en México tenemos proyectos de recuperación secundaria, recuerdo el campo Poza Rica desde del año 1958. O sea, no es nuevo para México, pero si hacemos una estadística de todos los yacimientos a los que hemos aplicado procesos de recuperación secundaria y mejorada son muy, muy pocos. Tenemos el campo Cantarell – ¿no? – que generalmente toda la gente identifica, a la cual se le decidió inyectar nitrógeno. Es un proyecto de recuperación secundaria porque el nitrógeno no está teniendo un efecto de cambio de propiedades ni de la roca ni del fluido. Pero por ejemplo si inyectáramos CO_2 , que se está planteando con un proyecto del fondo SENER-CONACYT, dependiendo cómo inyectemos el CO_2 si lo inyectamos miscible o inmisible se va a convertir en un proyecto de recuperación secundaria o mejorada. Entonces bueno, hay un gran potencial y aprovechamiento también para asegurar que los Lineamientos de Planes incluyen varios programas. Uno de los programas es el de recuperación secundaria, otro programa es el de aprovechamiento de gas, pero ellos tienen sus lineamientos aparte. Pero todo está alineado, de tal forma que los tiempos y que las premisas que se plantearon en todos estos lineamientos sean homogéneas.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Espero no haberme extendido mucho y haberlo hecho claro. Muchas gracias Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, Presidente. Digo, todavía falta que nos presenten los lineamientos, sin embargo, yo sí quisiera a todos los reconocimientos que hizo el doctor Néstor y obviamente ahí en la industria pues hay mucha gente que está queriendo impulsar proyectos de recuperación secundaria y mejorada, proyectos que han sido etiquetados como no rentables en algunas ocasiones y a veces con, creo yo, estudios muy superficiales en algunos casos. Y por ejemplo nosotros aquí en la Comisión a través del liderazgo y ahí entra una parte del reconocimiento que me gustaría hacerle a nuestro amigo el doctor Edgar Rangel. Él en el 2012 lideró un documento donde decía el futuro de la producción de aceite en México a través de la recuperación mejorada y avanzada. Él desde el 2012 empezó a empujar más estos temas, aunque él desde su formación académica siempre estuvo a favor de ir por esas manzanas mordidas o él decía un refresco gaseoso color negro destapado en muchas latas que habría que extraerlo a mayor cantidad posible. No quise decir la marca, no porque estemos comercializando aquí algo.

Pero él siempre fue impulsor de esto. Él nos hizo que entráramos a la Agencia Internacional de Energía, no de manera oficial como lo hicimos recientemente, pero sí a los grupos de recuperación mejorada para empezar a compartir las mejores prácticas en estos temas. Y él obviamente estaría muy orgulloso que su profesor, el doctor Néstor Martínez, sea el impulsor y promotor de estos lineamientos que van a permitir afinar lo que él ya había hecho en este libro. En este libro él determina el potencial con teorías, con muchas suposiciones, con documentos, con temas prácticos de otras partes del mundo. Pero ahora sí con estos lineamientos, en caso de aprobarse, vamos a tener la oportunidad que los que administran los yacimientos petroleros en México nos puedan demostrar si hay factibilidad de este tipo de proyectos y si no, de detectar cuáles son las tecnologías que nosotros estaríamos esperando que se optimicen en costos o en efectividad técnica con la finalidad de poder recuperar mayor hidrocarburo de los yacimientos de nuestro país. Entonces aquí pues también el reconocimiento a nuestro amigo el doctor Edgar Rangel por desde hace muchos años, donde quiera que esté, estuvo impulsando el tema de recuperación secundaria y mejorada en el país.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Agradecemos mucho la mención a nuestro amigo el doctor Comisionado Edgar Rangel. Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Obvio sumarse a este reconocimiento y bueno, el planteamiento es que el doctor Rolando de Lassé trae una presentación para platicarnos específicamente de los lineamientos y entonces con su permiso Comisionado Presidente le cederíamos la palabra.

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

DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN Y CONSULTA, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Muchas gracias, muy buenos días Comisionada, Comisionados. Permítanme en primer término dar algunos antecedentes del marco jurídico que envuelve a los lineamientos. Como ustedes saben, la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética digamos rigen la actuación de la Comisión. Y en ese sentido el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos establece que nosotros tenemos que emitir regulación y supervisarla para que sea aplicada a asignatarios y contratistas para maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos. En principio entonces la Ley de Hidrocarburos nos mandata expedir esta regulación y por otro lado las bases que se encuentran en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, específicamente en el artículo 39, nos mandatan digamos tres obligaciones.

Una de ellas es elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo en el largo plazo. La segunda de ellas es la reposición de las reservas de hidrocarburos con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos. Y finalmente también a la utilización de la tecnología más adecuada para la extracción de hidrocarburos en función de los resultados productivos y económicos. En ese sentido, el proyecto que se presenta a consideración cumple con estos requisitos que establecen estos dos ordenamientos. Y por otro lado establecer también que la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establece estímulos fiscales a los operadores petroleros para estimular este tipo de procesos de recuperación y establece



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

específicamente que será deducible el 100% del monto original de las inversiones realizadas y el mantenimiento no capitalizable en el ejercicio en que se efectúen para el pago del ISR en los siguientes casos y son:

Inversiones en recuperación secundaria en el caso de asignatarios y contratistas e inversiones en recuperación mejorada para el caso de contratistas. En ese sentido digamos es importante, tan importante como lo han mencionado a usted el Comisionado en este momento y para el Estado también que se promueven incentivos fiscales para que se puedan hacer este tipo de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Bien. Quisiera simplemente en la siguiente lámina mostrarles los objetivos que se tienen planteados en los lineamientos y en este sentido se han establecido los siguientes objetivos. El primero de ellos es establecer los requisitos del Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada que deben de presentar los operadores. El segundo de ellos es establecer los elementos técnicos y económicos que permitan determinar la viabilidad del programa, más adelante se platicará de eso. El tercero también nuestros lineamientos establecen los criterios para que se pueda evaluar el Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada. Otro de los objetivos en los que se trabajó en los lineamientos fue para establecer la información y poder dar seguimiento puntual al cumplimiento del programa. Y finalmente la manera en la que la Comisión va a realizar las acciones de supervisión del propio programa. Y en ese sentido, si me lo permiten, presentarles de manera esquemática la estructura.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes el doctor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si regresamos a la anterior. Es que creo que es muy importante aquí mencionar que el libro que está ahí arriba, el reporte que se está presentando en esta lámina, es lo que se comentó hace rato por el Comisionado Gaspar Franco. Este reporte que se puede ver en la página web de la CNH fue coordinado por el doctor Rangel. Esto hace un resumen de todos los campos en México y cuáles pueden ser las posibilidades de recuperación adicional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Este libro presumo debe estar disponible en nuestra página de internet.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está en la página web de nosotros y es el que fue coordinado por el doctor Edgar Rangel con un grupo de trabajo. Entonces bueno, pues vale la pena comentar que se puso ahí de alguna forma para resaltar la lámina.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, muchas gracias. Gracias.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias, perdón la interrupción.

DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN Y CONSULTA, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Bien. La estructura que contemplan los lineamientos está conformada por cuatro apartados, cuatro títulos. El primero de ellos es el que comprende la parte de disposiciones generales, en donde se encuentran las definiciones, en donde se encuentra esta determinación obligatoria para que los operadores presenten a la Comisión la viabilidad o no, la inviabilidad, de un Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada junto con el plan. En el siguiente apartado se establecen pues todos los requisitos que se tienen que cumplir para poder aprobar el plan. El siguiente título, el título tercero, que señala las maneras, las formas en las que la Comisión va a realizar la evaluación del programa y el procedimiento para que en su caso se pueda solicitar una modificación del programa. Finalmente, el título cuarto y último de los lineamientos establece o indica cuáles van a ser la manera de medir la efectividad del programa a través de indicadores de desempeño y la manera en la que se van a realizar por parte de los operadores los avisos y los informes correspondientes y también la forma en la que la Comisión va a realizar la supervisión y seguimiento del Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada. Y finalmente, bueno, la parte transitoria en los propios lineamientos. En ese sentido, si me permiten, yo cedería la palabra al ingeniero Daniel Mena para que pudiera abundar sobre los propios criterios y otros aspectos que se establecen en el propio programa.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionados, muy buenos días.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Quiero iniciar mi participación sobre clarificar precisamente los requisitos técnicos con la lectura de dos definiciones que precisamente tiene que ver con el incentivo que buscan estos lineamientos y es precisamente la definición que está en el artículo 3 de nuestra propuesta de lineamientos sobre recuperación secundaria, la cual es “un proceso a través del cual se agrega energía al yacimiento con el fin de promover un empuje adicional y mantenimiento de presión mediante la inyección de fluidos de forma inmiscible de gas, agua o la combinación de ambas”. Y definición de recuperación mejorada es “el conjunto de procesos cuyo objetivo es la recuperación de hidrocarburos mediante la inyección de fluidos que normalmente no están presentes en el yacimiento o bien fluidos que comúnmente están en él, pero que son inyectados en condiciones específicas con el fin de modificar las propiedades físico-químicas del sistema roca-fluidos del yacimiento”. Con eso puede uno visualizar la explicación que daba ampliamente el Comisionado Néstor.

Bien. Con respecto a los requisitos generales del programa y que es artículo 5, en todos los casos se solicitará el número de identificación de la asignación o el contrato por supuesto, el estudio de campos análogos para los procesos de recuperación secundaria y mejorada, tablas de apoyo para la selección de escenarios, el estudio de factibilidad técnica-económica que siempre deberá acompañar las alternativas identificadas, conclusiones del proceso seleccionado y un programa de trabajo para su aplicación. Cuando los yacimientos y aquí hablábamos si son maduros o no maduros, pero indistintamente de eso que cuenten con un modelo numérico, se les pedirá por supuesto las gráficas del comportamiento de la producción y presión de yacimiento, el cálculo de incremento del factor de recuperación estimado en el proceso seleccionado, el estudio de factibilidad técnica y económica probabilística, conclusiones que justifiquen que técnica y económicamente es posible la aplicación del proceso seleccionado, estudios que muestren la conveniencia de aplicar una prueba piloto, en su caso el programa de inversiones de acuerdo con el catálogo establecido por Secretaría de Hacienda y una fecha propuesta para la implementación del proceso seleccionado.

Con relación a los criterios de evaluación del programa que están contenidos en el artículo 10, el primero es el resultado de las tablas de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

apoyo para la selección de los procesos secundaria o mejorada y el estudio de campos análogos. Los datos históricos ajustados de la producción, en caso de contar con el modelo numérico como lo mencioné anteriormente, y el estudio que siempre debe de acompañar las alternativas seleccionadas en un comparativo de factibilidad económica probabilística.

Con relación al procedimiento de aprobación del programa es importante mencionar que la Comisión incorporará dentro del dictamen para la aprobación de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos la evaluación del Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada, según corresponda, sin que ello interrumpa la evaluación del Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente. Y los plazos para aprobar o modificar el programa se ejecutarán conforme a los Lineamientos de Planes. Muchos de estos temas fueron tratados, planteados en las sesiones del consejo consultivo y por eso estoy siendo muy específico en los resultados y en la obligatoriedad y en qué no hay una imposición por parte de lo que pretende los lineamientos.

Existen diferentes escenarios previstos en las disposiciones transitorias. El caso 1, en el que aplica o aplicarán estos lineamientos, es todos los operadores petroleros deberán presentar un informe preliminar de la evaluación del potencial de aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada en 180 días naturales posteriores a la entrada en vigor de los lineamientos cuando cuenten con un Plan de Desarrollo aprobado o no teniendo un Plan de Desarrollo asocien reservas a un proceso de recuperación secundaria o mejorada. Esto es, este tercer transitorio indica que deben de presentar un informa preliminar todos los operadores petroleros después de la publicación de los presentes lineamientos.

Caso 2. Los operadores tendrán 30 meses para presentar su Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada cuando cuenten con un Plan de Desarrollo aprobado a la entrada en vigor de los lineamientos o pretendan presentar un Plan de Desarrollo dentro de los primeros 365 días naturales posteriores a la publicación del lineamiento. Este es el cuarto transitorio. Si están en este proceso, a partir de ahí contará los 365 días para presentar su Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada. Caso 3.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ah, perdón. Ahí tengo una duda en el caso 1 y caso 2. El caso 1 dice cuentan con un Plan de Desarrollo aprobado. Dice y luego no teniendo un Plan de Desarrollo aprobado asocien reservas a un Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada. ¿Son independientes estos dos supuestos? Dice cuentan con un plan aprobado o no teniendo un plan asocien reservas. Esto lo pregunto porque en el caso 2 pareciera que es el mismo supuesto si los vemos de forma independiente. Cuenten con un Plan de Desarrollo aprobado y luego en el caso 2 dice cuentan con un Plan de Desarrollo aprobado a la entrada en vigor de los presentes lineamientos. Pareciera que es el mismo supuesto. Yo no sé si el primer caso tiene que estar vinculado con el segundo para que sea un supuesto distinto.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, ING. MARÍA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ.- Comisionado, sí es el mismo supuesto, pero lo que van a presentar es diferente. En el caso 1 van a presentar un informe preliminar de la evaluación de su potencial y en el caso 2 sí es el mismo supuesto, pero lo que van a presentar ya es el programa completo de recuperación secundaria o mejorada.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok, pero a ver, fíjense. Si tenemos el caso de un operador que tiene su Plan de Desarrollo aprobado – ¿sí? –, como es el supuesto que se presenta ahí en las dos viñetas primeras del caso 1 y caso 2. ¿Qué tiene que presentar, el informe preliminar o su programa dentro de los 30 meses?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, ING. MARÍA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ.- En el caso 1 es una obligatoriedad presentar ese informe preliminar de la evaluación de potencial. Todos deberán de presentarlo, todos los que tengan un Plan de Desarrollo aprobado ya. En el caso 2 es si tienen un Plan de Desarrollo aprobado se les dará dos años y medio para que presenten el programa completo con todos los requisitos que incluyen los lineamientos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Creo que no, por lo menos en la presentación creo que no está clara la diferencia entre el caso 1 y caso 2 en las dos primeras viñetas. O sea, hablamos de tienen su Plan de Desarrollo aprobado y el operador se va a preguntar, bueno, ¿qué debo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de presentar, si el informe preliminar o el programa dentro de los 30 meses?

DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN Y CONSULTA, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Las dos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Las dos cosas las tiene que presentar?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, ING. MARÍA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ.- Sí.

DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN Y CONSULTA, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- En el primero de los casos, o sea, en ambos casos tienen que presentar el informe preliminar cuando tengan un Plan de Desarrollo aprobado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok.

DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN Y CONSULTA, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Y en el segundo lo que sucede es que presentas dentro de los 180 días el informe preliminar y tienes dos años y medio para presentar tu programa y para hacer todos los análisis correspondientes, pero primero en los dos casos establece que tienes que presentar el informe preliminar.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bueno. Ok, quizá para efectos de la presentación genera cierta confusión porque pareciera que es el mismo supuesto donde tienen dos obligaciones distintas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hace rato platicamos del reporte del doctor Rangel. En las reuniones de trabajo que tuvimos con los Comisionados recuerdo mucho los comentarios del Comisionado Gaspar Franco, en donde decía "es que tenemos que tener una visión qué es lo que podemos, cuál es el potencial de hidrocarburos de recuperación secundaria y mejorada". Entonces por eso es que planteamos que en los primeros 180 días todos los yacimientos tienen que tener una evaluación del potencial. Pero hasta dos años y medio tiene el operador, es "hasta dos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

años y medio" de acuerdo con los lineamientos para presentar un programa. Son las dos cosas como ya se explicó hace rato. Esta información lo que nos va a permitir es actualizar el reporte, actualizar el reporte, pero ya no en función de lo que dice la CNH sino en función de que dicen los operadores que pueden obtener de potencial.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok. Quizá la confusión viene de que se presentan como casos cuando debería de ser, a ver, los que ya tienen Plan de Desarrollo deben de presentar dentro de los 180 días su informe preliminar y dentro de los 30 meses su programa. ¿Sí? Realmente no es que sean dos casos, es una sola situación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, la presentación nos confundió.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, correcto. De hecho, lo primero que hice fue verificar cómo está redactado el artículo 13 y sí es un informe preliminar de la evaluación del potencial de aplicación de Procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada y que contemple todos los yacimientos, etc., para precisamente evaluar en una primera instancia cuál es el potencial desde el punto de vista del operador. Pero efectivamente es una obligatoriedad tanto el caso 1 como el caso 2 para los que tienen su plan aprobado.

El caso 3 es para aquellos operadores que cuenten con yacimientos que se encuentren en etapa de producción y operando con algún proceso de recuperación secundaria o mejorada. O sea, los que ya lo están aplicando deberán presentar dentro de los 90 días naturales a la entrada en vigor de los lineamientos la información solicitada en el artículo quinto transitorio del anteproyecto, que es precisamente los requisitos con los que inicié mi intervención y es el quinto transitorio. Y el caso 4 ya no es un transitorio. Es para aquellos operadores... todos los operadores deberán de presentar su programa junto con el Plan de Desarrollo para la Extracción una vez que transcurran 365 días naturales posteriores a la entrada en vigor de los lineamientos. Esto está en el artículo 4 y es parte de la obligación de presentación del programa para todos los operadores en lo subsecuente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Menciono los resultados del Consejo Consultivo, adelante por favor. Se llevaron dos Consejos. Uno celebrado el 16 de enero y el otro el 4 de abril de este año ambos y se atendieron los comentarios de los participantes. Es importante señalar que se obtuvieron 122 comentarios, 50 de ellos que representa el 41% aplicaron en modificaciones a temas del anteproyecto. 26 comentarios, o sea el 21%, no requirieron modificación, sin embargo, fueron atendidos o las explicaciones pertinentes y el 38% no fueron procedentes, pero de igual manera se documentaron los casos.

Esta – la que sigue – es la distribución de los comentarios de SENER, de la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, del Fondo Mexicano del Petróleo, de la AIE y de AMESPAC, que es la Asociación Mexicana de Empresas de Servicios Petroleros. Los temas más comentados se relacionaron con los requisitos de los procesos de recuperación, o sea los artículos 8 y 9, con los estudios de factibilidad económica 9 comentarios, 9 relacionados. Cuestionaron y preguntaron también sobre la prueba piloto, sobre los requisitos generales del programa, sobre las definiciones y el por qué un lineamiento y no un anexo de planes. Al inicio el doctor Néstor comentaba la importancia de que estén estos lineamientos alineados a lo que son los Planes de Desarrollo y por ende a los tiempos. La que sigue por favor.

Entonces en los siguientes pasos el día de hoy les estamos presentando los lineamientos para la aprobación a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER). Se procedería a integrar los comentarios de la CONAMER a estos lineamientos. Si los comentarios no fueran sustanciales a los lineamientos, es posible enviarlos directamente al Diario Oficial de la Federación para su publicación. En caso contrario, sí se deberá replantear, revisarlos y nuevamente someterlos a consideración de este Órgano de Gobierno. Por mi parte sería la intervención y quedamos abiertos a cuestionamientos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias ingeniero. Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, pues ya está ahí la presentación. Yo solamente quisiera terminar mi participación, bueno, si es que hay necesidad de preguntas con mucho gusto estaré atento. Pero hacen falta dos grandes ausentes dentro del reconocimiento. Son dos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

maestros que han estado apoyando fuertemente, uno de ellos desde París, Ulises Neri que realmente ha sido una bujía muy importante, y una persona que está dentro de mi grupo de trabajo que es Héctor Silva. Los dos han estado empuje y empuje y empuje para que esto se pudiera dar y creo que hubiera sido muy omiso de mi parte no haberlos mencionado. Lo tenía preparado para este momento, no es que para darle más realce a los dos. Muchas gracias Ulises, nos debe estar viendo posiblemente en París, le mandamos un saludo muy afectuoso. Él nos ha allegado los comentarios – que no fueron presentados aquí dentro de la lámina – de expertos a nivel internacional de la Agencia Internacional de Energía, de la OCDE, etc., etc. Entonces muchas, muchas gracias a ellos también. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nuestro reconocimiento también a nuestros colegas. Secretaria Ejecutiva. Perdón, antes Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- De acá no los veo bien. Bien. Bueno, primero felicitaciones al grupo que elaboró el proyecto y especialmente por la apertura que tuvieron para los comentarios que estuvimos emitiendo para efecto de llegar a un documento en el que tuviéramos un punto de vista más compartido. Yo quisiera destacar una parte que me parece importante por lo que toca al proceso. Se ha estado haciendo mención en algunos artículos especializados respecto de los tiempos en que pudiéramos estar aprobando algunas autorizaciones, no solamente por parte de la CNH, sino por otras instancias. Entonces una discusión que fue muy interesante, importante, era de si incluir la aprobación de este programa dentro del Plan de Desarrollo, lo que implicaba pues quizás detener la aprobación del Plan de Desarrollo por el análisis de un programa en lo específico. Y entonces esta fue una discusión más de carácter en beneficio pues de la celeridad de los procesos de aprobación que de contenido.

Entonces la solución que se otorgó, y que está plasmada en el lineamiento, es que si bien es indudable que debe de formar parte del Plan del Desarrollo para la Extracción y que este debe ser presentado junto con la presentación del proyecto de Plan de Desarrollo para a Extracción, se deja una salvedad de tal forma que pudiera ser que no llegáramos a aprobar el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

proyecto que se nos presenta o los estudios que se nos presentan para efecto de llevar a cabo la ejecución de un Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada y lo dejaremos pendiente y esto no implicará que no se pueda aprobar el Plan de Desarrollo correspondiente. Y establece ahora sí que por cuerda separada un procedimiento específico para volver a presentar las proyecciones o los estudios o se respondan algunos de los cuestionamientos que hace la propia Comisión. Entonces esta fue la fórmula que se encontró para que, formando parte del Plan de Desarrollo, no se detuviera su aprobación en caso de que se tuvieran algunas dudas todavía o requerimientos de información y me parece que esta fórmula beneficia a la celeridad del proceso.

Consideré pertinente mencionarlo porque me parece que puede ser un mensaje para la industria en razón de que trataremos pues de atender el proceso de aprobación lo más pronto posible con la mejor forma de análisis, pero sin que esto signifique pues detener el proyecto principal para efecto de que empiece la operación de los campos asociados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy buena precisión, le agradezco Comisionado Acosta, muchas gracias. Colegas, ¿alguna otra observación? Secretaria Ejecutiva, por favor."

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

ACUERDO CNH.E.31.001/18

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, II, III, VIII, IX y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 13, fracción IV, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, acordó que los Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada que fueron presentados en la sesión, sean enviados a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria.

Órgano de Gobierno

Trigésima Primera Sesión Extraordinaria

22 de mayo de 2018

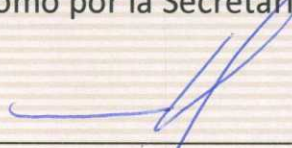


Comisión Nacional de
Hidrocarburos

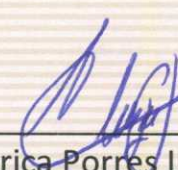
En el caso de que las modificaciones que surjan del procedimiento ante la citada Comisión no impacten de manera sustancial los lineamientos, se instruye gestionar su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:57 horas del día 22 de mayo de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Primera Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

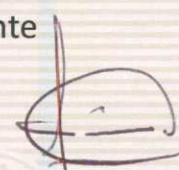
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaría Ejecutiva.



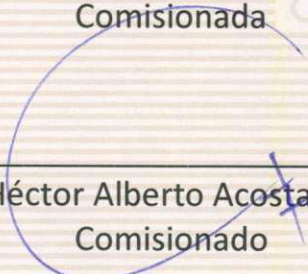
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



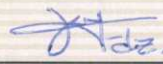
Alma América Porres Luna
Comisionada



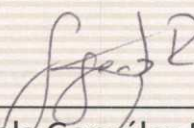
Néstor Martínez Romero
Comisionado



Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva