

Pemex Exploración y Producción

Diseño, Ingeniería, Procura, Construcción, Transporte, Instalación, Pruebas y Puesta en Operación de la Plataforma de Producción Abkatun-A2

Auditoría De Cumplimiento a Inversiones Físicas: 2019-6-90T9G-22-0392-2020

392-DE

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2019 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

Objetivo

Fiscalizar y verificar la gestión financiera de los recursos federales canalizados al proyecto, a fin de comprobar que las inversiones físicas se programaron, presupuestaron, ejecutaron y pagaron conforme a la legislación y normativa aplicables.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance

	EGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	2,494,151.3
Muestra Auditada	1,740,788.3
Representatividad de la Muestra	69.8%

Del universo seleccionado por 2,494,151.3 miles de pesos, que correspondió al total ejercido en el contrato de obra a precio mixto núm. 640836802 que ampara el diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de la plataforma de producción Abkatún-A2, se revisó una muestra de 1,740,788.3 miles de pesos, que representó el 69.8% del monto erogado en el año de estudio, como se detalla en la tabla siguiente:

CONTRATO E IMPORTES REVISADOS
(Miles de pesos, miles de dólares y porcentaje)

Contrato núm.	Importes				Homologado M.N.		Alcance de la revisión (%)
	Contratado	Modificado	Ejercido	Seleccionado	Ejercido*	Seleccionado*	
640836802	1,717,844.8 M.N.	1,712,340.5 M.N.	459,587.7 M.N.	317,839.2 M.N.	2,494,151.3	1,740,788.3	69.8
	378,305.6 USD	381,270.1 USD	105,660.2 USD	73,985.9 USD			

FUENTE: Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Servicios a la Explotación, tabla elaborada con base en el expediente del contrato

revisado proporcionado por la entidad fiscalizada.

- Incluyen 105,660.2 y 73,985.9 miles de dólares, respectivamente, conforme al tipo de cambio del día inmediato anterior a la fecha de pago de cada estimación, con periodos de enero a diciembre de 2019.

NOTA: El proyecto de inversión contó con suficiencia presupuestal de 19,755,209.9 miles de pesos, de los cuales se reportaron como ejercidos 18,385,366.2 miles de pesos en la Cuenta Pública 2019, con clave de cartera núm. 101 01 099 "Integral Chuc", en el programa presupuestario K 002, "Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos" con claves presupuestarias núms. 52-T9G-3-3-02-226-K002-62301-3-1-35-101 01 099, 52-T9G-3-3-02-227-K002-62301-3-1-35-101 01 099, 52-T9G-3-3-02-229-K002-62301-3-1-35-101 01 099 y 52-T9G-3-3-02-230-K002-62301-3-1-35-101 01 099. Georreferenciación de la obra en coordenadas U.T.M.: X: 587,410.89, Y: 2, 133,796.45, Tirante de agua: 37.66 metros.

El proyecto de inversión denominado "Integral Chuc" que tiene por objetivo la explotación y mantenimiento de campos, perforación de pozos de desarrollo, ampliación de la red de bombeo neumático y proceso de recuperación mejorada en Chuc, y que está integrado por los campos Abkatún, Chuc, Pol, Caan, Kanaab, Batab, Tumut, Homol, Che, Chuhuk, Etkal, Kuil, Onel, Pokoch, Uchak y Wayil, contó con suficiencia presupuestal de 19,755,209.9 miles de pesos, de los cuales se reportaron como ejercidos 18,385,366.2 miles de pesos en la Cuenta Pública 2019, con clave de cartera núm. 101 01 099 "Integral Chuc", en el programa presupuestario K 002, "Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos" con las claves presupuestarias núms. 52-T9G-3-3-02-226-K002-62301-3-1-35-101 01 099, 52-T9G-3-3-02-227-K002-62301-3-1-35-101 01 099, 52-T9G-3-3-02-229-K002-62301-3-1-35-101 01 099 y 52-T9G-3-3-02-230-K002-62301-3-1-35-101 01 099; asimismo, en dicho proyecto se incluyó el contrato para el "Diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de la plataforma de producción Abkatun-A2, para instalarse en la Sonda

de Campeche, Golfo de México", que contó con suficiencia presupuestal por el monto ejercido en el año de estudio de 2,494,151.3 miles de pesos.

Antecedentes

Ante el compromiso de entregar 800 mil barriles de petróleo diarios (MBPD) de crudo Maya de 21° API a la exportación vía costa afuera de los campos de los activos de producción Cantarell y Ku Maloob Zaap; y con la salida de operación de la plataforma Abkatún-A Permanente, ocasionada por el incendio que se registró el 1 de abril de 2015, se complicó en un nivel de alta vulnerabilidad la logística de la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción para completar la cuota prevista, con el consiguiente incumplimiento de la meta establecida y la merma en la captación de ingresos por divisas.

Por lo anterior, se implementó como medida de urgencia estratégica todo lo necesario para que las instalaciones de la entonces Región Marina Suroeste, ahora Bloques Aguas Someras AS01, recuperaran su capacidad de procesamiento de manera que se asegurara nuevamente el suministro continuo de 200-220 MBPD de crudo ligero a la entonces Región Marina Noreste, para lo cual se proyectó la construcción e instalación de la plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2), para que manejará una producción máxima de 220 MBPD de crudo ligero y de 352 millones de pies cúbicos estándar diarios (MMPCSD) de gas en los trenes de separación A y B y, además, integrará cualquier infraestructura de proceso y servicios que se considere necesaria en el área para garantizar su operación confiable y segura.

Con ese propósito, mediante el procedimiento de invitación restringida a por lo menos tres personas internacional bajo la cobertura del Tratado de Libre Comercio, se adjudicó a la contratista J. Ray McDermott de México, S.A. de C.V., el contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, que tiene por objeto el diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de la plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2), el cual se formalizó el 23 de junio de 2016 con un plazo contractual de 900 días naturales comprendidos del 23 de junio de 2016 al 10 de diciembre de 2018 y un monto contratado de 1,717,844.8 miles de pesos y 378,305.6 miles de dólares.

Con motivo de la fiscalización superior de la Cuenta Pública de 2016, la Auditoría Superior de la Federación revisó los procedimientos de planeación, programación, presupuestación y contratación de la obra, debido a que aún no se habían realizado los primeros pagos al contratista y la obra se encontraba en sus etapas de diseño, desarrollo de ingeniería y procura. De los resultados obtenidos en la auditoría practicada en ese año se concluyó que, en términos generales, Pemex Exploración y Producción no cumplió las disposiciones legales y normativas aplicables en la materia, entre cuyos aspectos observados destacan los siguientes:

- Falta de mercadeo de los insumos utilizados en las propuestas de las contratistas o prestadoras de servicios, así como de la razonabilidad técnica y económica de las propuestas de los licitantes en que se detallaran el plazo y el tipo de trabajos o servicios por realizar.

- Cláusula de compensación a favor del contratista por cada día que se abatiera el plazo de ejecución de los trabajos.
- Subcontratación de los trabajos de ingeniería fuera del plazo establecido en el contrato y sus anexos y subcontratación de trabajos diferentes de los indicados en el objeto del contrato.
- La contratista incumplió la entrega en tiempo y forma del estudio de riesgo.

Por lo que corresponde a las operaciones reportadas por Pemex Exploración y Producción en la Cuenta Pública de 2018 respecto del proyecto en comento, la revisión se centró en las etapas de construcción, transporte e instalación de la plataforma de producción PB-AKB-A2, toda vez que su arribo al sitio en que se instalaría fue el 22 de noviembre de 2018; posteriormente, con fecha 7 de diciembre de ese año, se celebró el convenio modificatorio núm. 1 para ampliar el plazo del contrato en 43 días naturales, por lo que el periodo de ejecución ascendió a un total de 943 días naturales, comprendidos del 24 de junio de 2016 al 22 de enero de 2019; el monto en moneda nacional se redujo en 5,504. 3 miles de pesos y el importe en dólares registró un incremento de 2,964.5 miles de dólares, cantidades que dieron como resultado los montos modificados de 1,712,340.5 miles de pesos y de 381,270.1 miles de dólares al cierre del año de estudio. De los resultados obtenidos en la auditoría practicada en ese año se concluyó que, en términos generales, Pemex Exploración y Producción no cumplió las disposiciones legales y normativas aplicables en la materia, entre cuyos aspectos observados destacan los siguientes:

- La entidad fiscalizada no realizó el análisis y la justificación técnica para establecer un periodo de 900 días naturales para la ejecución del contrato, causando que la obra aún se encuentre en ejecución y que el programa de obra presente incumplimientos.
- Omitió realizar una planeación y programación adecuada de los trabajos, en virtud de que se traslaparon con los trabajos ejecutados en otro contrato, lo que ocasionó que se autorizaran 23 días naturales adicionales al plazo original y que, como consecuencia, se generaran pérdidas económicas.
- Incumplimiento de los alcances, objetivos y metas del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, consistentes en alcanzar una producción máxima de 220 MBPD de crudo ligero y de 352 MMPCSD de gas de la Región Marina Noreste en la fecha convenida.
- No presentó la cotización del seguro “para las etapas de transporte, instalación, pruebas y puesta en operación (segunda etapa) con por lo menos 120 días de anticipación a la fecha de inicio de las actividades inherentes a la carga y amarre (primera etapa)”; ni se solicitó el seguro para las etapas de transporte, instalación, pruebas y puesta en operación (segunda etapa) en los periodos del 28 de marzo de 2018 al 22 de enero de 2019.
- Cálculo incorrecto para reponer las jornadas y el espacio no proporcionados del 24 de junio al 30 de octubre de 2016 y faltaron por recuperar 333 jornadas de uno o más especialistas,

y como resultado del redondeo incorrecto de las operaciones aritméticas para determinar los 27 especialistas, por lo que con ello se benefició a la contratista.

- Reconocimiento indebido de prórrogas de 3.48 y 6.21 días respecto de la fecha de terminación del contrato.
- Incumplimientos en los alcances de la supervisión de la obra.
- Se omitió controlar y revisar el cumplimiento de la contratista, ya que no realizó las aportaciones a dicho programa de acuerdo con los periodos e importes establecidos en el anexo PACMA.
- Pagos indebidos por un monto de 1,484.5 miles de pesos en la partida X, “Gastos reembolsables”; del Anexo “C”, correspondientes al pago de la supervisión de segundo nivel en las estimaciones núms. 6 a 16, con periodos mensuales comprendidos de marzo de 2017 a abril de 2018, debido al incumplimiento de objetivos específicos y de alcances contractuales a cargo de la supervisión y descritos en el Anexo “B” Rev. 2.

Con motivo de la fiscalización superior de la Cuenta Pública de 2019, la Auditoría Superior de la Federación revisó los procedimientos de programación, presupuestación, ejecución y pago. Al 31 de diciembre de 2019 se habían ejercido 1,700,688.6 miles de pesos y 376,967.9 miles de dólares y el contrato se encontraba vigente y en etapa de pruebas, arranque y desempeño. Adicionalmente se celebraron los convenios modificatorios núms. 2, 3 y 4 para ampliar el plazo del contrato en 63, 29 y 7 días naturales, respectivamente, por lo que el periodo de ejecución ascendió a un total de 1,042 días naturales, comprendidos del 24 de junio de 2016 al 1 de mayo de 2019.

Resultados

1. Con la revisión del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, que fue adjudicado mediante invitación restringida a por lo menos tres personas internacional que tiene por objeto el “Diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de una plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2), para instalarse en la Sonda de Campeche, Golfo de México” se constató que aun cuando la entidad fiscalizada elaboró un programa de los trabajos, durante su ejecución se ha incumplido con el programa de ejecución, las fechas de los eventos críticos y la fecha de término de los trabajos, argumentando condiciones climatológicas adversas, sin que este tipo de riesgos y las actividades para mitigarlos hayan sido considerados en la estrategia para la categoría de construcción de plataformas marinas fijas, no obstante que son condiciones que se presentan con regularidad en el sitio donde se instaló la plataforma y que afectaron directamente el cumplimiento de las metas del proyecto y los compromisos de exportación de crudo; asimismo, en el modelo de contratación no se consideraron los principios de eficiencia, eficacia, oportunidad y generación de valor; toda vez que, dichos incumplimientos retrasaron la puesta en operación de la plataforma, generando pérdidas económicas al no recuperar la producción máxima de 220 mil barriles de petróleo crudo ligero diarios y 352

millones de pies cúbicos estándar diarios de gas de la región marina noreste, por lo que no aseguraron al Estado las mejores condiciones en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes de acuerdo con la naturaleza de la contratación, en contravención de los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 75, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 3, fracciones IV y VI, 6, 39 y 40, de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias; lineamientos II.1.1, fracción e), III.1, VIII.2.1, VIII.2.2 y VIII.2.6, de los Lineamientos Generales de Procura y Abastecimiento; secciones II.6 y II.7.1, letra a, fracción iii, II.15, letra b, fracciones i, ii y iii, de las Políticas y Lineamientos para Procura y Abastecimiento; artículos 8.1, párrafo quinceavo, y 8.7, de la Memoria Descriptiva de la Selección de la Estrategia de Contratación para la Categoría de Construcción de Plataformas Marinas Fijas; numerales V.4.6.4 y V.5.1, del Modelo de Contratación Simplificado por Estrategia Autorizada por el Grupo de Abastecimiento Estratégico; artículos 44, fracciones III, IV, VI y X, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; artículo 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; y cláusula 3, Plazo y lugar de la obra, del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802.

En respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta núm. 002/CP2019, la Gerente de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1199/2020 del 22 de septiembre de 2020, remitió diversa información y documentación de la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción mediante la cual informó lo siguiente:

En lo que corresponde al ámbito de su responsabilidad, informó que las condiciones climatológicas adversas son efectos impredecibles que no se tiene control de ellas, en ese sentido, no era posible integrarlas dentro del programa de ejecución del contrato sino hasta que se presentaran las mismas, toda vez que mediante el documento Modelo de Contratación Simplificado por Estrategia correspondiente al proyecto PB-ABK-A2, se consideraron los riesgos relativos a la ejecución del contrato, en donde, en el apartado ocurrencia de condiciones climatológicas adversas, se analizó y consideró un impacto alto y, dentro de la columna de prevención, se analizó que no existe una manera de prevenirlos, y por lo tanto se establecieron cláusulas contractuales para el reconocimiento de las afectaciones por este concepto, mismas que a continuación se indican:

Cláusula 1. "Definiciones"

Cláusula 7. Caso fortuito o fuerza mayor

Por lo anterior, cuando el contratista por causa de fuerza mayor o caso fortuito no pueda cumplir con sus obligaciones en la fecha convenida, deberá solicitar por escrito a PEP una prórroga a la fecha pactada para la conclusión de la obra, sin que dicha prórroga implique una ampliación al plazo original, acompañando los documentos que sirvan de soporte a su solicitud, en la inteligencia de que si la prórroga solicitada se concede y no se cumple, se

aplicará la pena convencional correspondiente en términos de la cláusula denominada penas convencionales.

Asimismo, señaló que no existió una deficiente programación de los trabajos, ya que, dentro del contrato y anexo B-1 del mismo, se integraron cláusulas que definen con precisión el reconocimiento de prórroga por condiciones climatológicas adversas.

También aclaró que dentro del Modelo de Contratación Simplificado por Estrategia correspondiente al proyecto PB-ABK-A2, se consideraron los riesgos relativos a la ejecución del contrato, en donde, en el apartado ocurrencia de condiciones climatológicas adversas, se analizó y consideró un impacto alto y, dentro de la columna de prevención, se analizó que no existe una manera de prevenirlos, por lo tanto se establecieron cláusulas para el reconocimiento de las afectaciones por este concepto, las cuales se encuentran dentro de dicho Modelo de Contratación Simplificado por Estrategia autorizado por el Grupo de Abastecimiento Estratégico (GAE), donde se establece el apartado V.5 Análisis de Riesgo, numeral V.5.1. Riesgos identificados relativo al proyecto, al procedimiento de contratación y a la ejecución del contrato, los cuales se encuentran avalados por la Dirección de Pemex, la Subdirección de Procura y Abastecimiento y por el Administrador del Proyecto.

Adicionalmente, aclaró que la Plataforma PB- ABKATUN-A2 no es resultado de un ciclo de planeación, es resultado de la ocurrencia de un evento no deseado como lo fue el siniestro de la Plataforma Abkatun-A Permanente, donde PEP inmediatamente se abocó a mitigar el fuego y/o los efectos de la explosión; una vez logrado esto, PEP mediante maniobras operativas logró restablecer la producción, y una vez reestablecida, PEP determinó sustituir su plataforma existente con una nueva plataforma, siendo esta PB-ABKATUN-A2, por lo que, con base a lo establecido en las bases de usuario, la nueva Plataforma de Producción Abkatun-A2 tiene como función principal obtener una corriente de crudo estabilizado, deshidratado y desalado en condiciones de enviarlo a mezcla con los crudos pesados para obtener un crudo de exportación, por lo que el objetivo, propósito o función principal del contrato no es recuperar la producción máxima de 220 MBPD de crudo ligero y 352 MMPCD de gas de la Región Marina Suroeste, por lo que no se generaron pérdidas económicas toda vez que la finalidad de la plataforma es la de restituir la capacidad de manejo y procesamiento de aceite-gas-agua.

Una vez analizada y evaluada la información y documentación recibida, la Auditoría Superior de la Federación, considera no atendida la observación, en virtud de que la entidad fiscalizada no comprobó que en la Memoria Descriptiva de la Selección de la Estrategia de Contratación para la Categoría de Construcción de Plataformas Marinas Fijas se hayan considerado los riesgos asociados a las condiciones climatológicas adversas que se presentan con regularidad en la zona de ejecución de los trabajos y las actividades para mitigarlos, ya que mediante dicho documento se seleccionaron el plazo de ejecución, el procedimiento de contratación, los precios y los términos y condiciones que inciden directamente en la ejecución de la estrategia, y al no considerar dichos riesgos, sus consecuencias y las estrategias para minimizar su impacto en el proyecto se ocasionaron incumplimientos al programa de ejecución, a las fechas de los eventos críticos y a la fecha de término de los trabajos, mismos

que afectaron directamente el cumplimiento de las metas del proyecto y los compromisos de exportación de crudo; afectando al mismo tiempo los principios de eficiencia, eficacia, oportunidad y generación de valor; toda vez que, dichos incumplimientos retrasaron la puesta en operación de la plataforma, generando pérdidas económicas al no recuperar, en el plazo establecido, la producción máxima de 220 mil barriles de petróleo crudo ligero diarios y 352 millones de pies cúbicos estándar diarios de gas de la región marina noreste, por lo que no aseguraron al Estado las mejores condiciones en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes de acuerdo con la naturaleza de la contratación, tal como lo manifestó la entidad fiscalizada mediante respuesta al resultado final y observación preliminar núm. 4 de la Cuenta Pública 2016 con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAEPSPMF/EIF/842/2017 del 27 de noviembre de 2017.

Adicionalmente, la entidad fiscalizada no entregó evidencia documental para atender la recomendación suscrita en conjunto con la ASF derivada de los trabajos practicados en la auditoría que nos ocupa, así como las mejoras realizadas, las acciones emprendidas, la implementación de mecanismos de control necesarios para evitar en lo subsecuente las irregularidades observadas o las razones por las cuales no resulta factible su implementación.

2019-6-90T9G-22-0392-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, por medio del Área de Procura y Abastecimiento y el Grupo de Abastecimiento Estratégico, implemente mecanismos de control que le permitan cumplir con los programas de obra, alcances, objetivos del proyecto y metas de producción comprometidas y establecidas en los modelos de contratación en relación con los contratos de las obras públicas a su cargo; asimismo, que una vez terminados los trabajos realice la evaluación correspondiente con el propósito de mejorar y actualizar los indicadores, plazos, beneficios y riesgos para seleccionar y desarrollar las estrategias de contratación idóneas de conformidad con la normativa aplicable.

2. Con la revisión del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, que fue adjudicado mediante invitación restringida a por lo menos tres personas internacional que tiene por objeto el “Diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de una plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2), para instalarse en la Sonda de Campeche, Golfo de México” se constató que la entidad fiscalizada no presentó la documentación comprobatoria de la validación y autorización presupuestal de 198,743.2 miles de pesos que corresponden a la diferencia entre el monto original autorizado por 8,548,877.00 miles de pesos programados para los años 2016, 2017 y 2018 y el modificado mediante el convenio núm. 1 del contrato que nos ocupa por 8,747,620.2 miles de pesos, en contravención de los artículos 35, 41, fracción II, incisos g y h, 45, párrafos cuarto y quinto, fracción III y 50, fracciones III y IV, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 43, fracción III, 147, fracción I, inciso d, del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 102, fracciones I y II, inciso c y 103, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 3, fracciones V y VI, 39, párrafo segundo, 57, inciso r, de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias; de los lineamientos II.1.1, inciso c y II.1.2, párrafo

segundo, de los Lineamientos Generales de Procura y Abastecimiento; de los artículos 88, fracción I y 92, fracción VI, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y del artículo 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas.

En respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta núm. 002/CP2019, la Gerente de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1199/2020 del 22 de septiembre de 2020, remitió diversa información y documentación de la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción mediante la cual informó lo siguiente:

Aclara que no es de su responsabilidad la validación y autorización presupuestal de erogaciones, no obstante, y con la finalidad de dar atención a lo argumentado en la observación final, adjuntó la siguiente documentación que soporta el cierre de esta:

- Anuencias autorizadas.
- Aprobación de la alineación.
- Memoria justificativa.
- Orden de cambio.
- Convenio I.
- Tabla en Excel de montos del convenio núm. 1

Posteriormente, en respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta núm. 002/CP2019, la Gerente de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1234/2020 del 29 de septiembre de 2020, remitió diversa información y documentación de la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción mediante la cual informó lo siguiente:

1. El monto original del contrato es por un monto de 1,717,844.9 miles de pesos más 378,305.7 miles de dólares, equivalente a un monto homologado de 8,548,877.0 miles de pesos al tipo de cambio de 18.45 pesos por dólar.

2. El convenio núm. 1 es por un incremento de 2,964.5 miles de dólares y un decremento de 5,504.3 miles de pesos.

3. El monto final del contrato, después del convenio núm. 1, es de 1,712,340.6 miles de pesos más 381,270.1 miles de dólares equivalente a un monto homologado de 8,747,620.2 miles de pesos al tipo de cambio de 18.45 pesos por dólar, lo que implica una diferencia de 198,743.2 miles de pesos entre el monto original y el monto final resultante del convenio núm. 1.

4. Para el convenio núm. 1, la suficiencia presupuestal se acreditó mediante la anuencia presupuestal ARES núm. 10012, autorizada el 19 de febrero de 2018, la cual fue presentada por el Administrador del Proyecto como documento soporte de la modificación contractual, la cual ampara el incremento de monto por 2,968.1 miles de dólares (3.7 miles de dólares más que el monto final incrementado por el convenio núm. 1).

5. La actualización de los montos en miles de pesos y miles de dólares se realizó en el Sistema para la Administración de Anuencias (SAP R/3) conforme al convenio formalizado.

Una vez analizada y evaluada la información y documentación recibida, la Auditoría Superior de la Federación considera no atendida la observación, en virtud de que la entidad fiscalizada no proporcionó la documentación oficial y firmada por el área competente que acredite la validación y autorización presupuestal de erogaciones por un monto de 198,743.2 miles de pesos, el cual cubre el monto total del contrato modificado, ya que mediante el formato autorizado de anuencia presupuestal para contratos en ejecución con folio de cédula núm. 10012 de fecha 19 de febrero de 2018, se autorizó para efectos del convenio núm. 1, un monto de 54,850.1 miles de pesos, es decir un monto menor al establecido en el convenio modificadorio núm. 1.

Adicionalmente, la entidad fiscalizada no entregó evidencia documental para atender la recomendación suscrita en conjunto con la ASF derivada de los trabajos practicados en la auditoría que nos ocupa, así como las mejoras realizadas, las acciones emprendidas, la implementación de mecanismos de control necesarios para evitar en lo subsecuente las irregularidades observadas o las razones por las cuales no resulta factible su implementación.

2019-6-90T9G-22-0392-01-002 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción implemente mecanismos de control que le permitan acreditar con documentación oficial la validación y autorización presupuestal que amparen el cumplimiento de los compromisos y costos totales de los proyectos y obras públicas a su cargo, de conformidad con la normativa aplicable.

3. En la revisión del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, que fue adjudicado mediante invitación restringida a por lo menos tres personas internacional que tiene por objeto el “Diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de una plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2), para instalarse en la Sonda de Campeche, Golfo de México” se encontró que la entidad fiscalizada realizó modificaciones contractuales fuera de norma, debido a que el convenio modificadorio núm. 4, formalizado el 31 de julio de 2019 para ampliar el plazo de ejecución en 7 días naturales, carece del soporte y evidencia documental revisada, sancionada y autorizada que compruebe y justifique las suspensiones por caso fortuito o fuerza mayor por los que se prorrogó la fecha de término del contrato del 24 de abril al 1 de mayo de 2019; asimismo, el periodo de ejecución del 26 de marzo al 20 de abril de 2018, en el que se suscitaron condiciones climatológicas adversas y que forman parte de la justificación de prórroga en dicho convenio, ya se habían considerado en las modificaciones núms. 10 y 11,

de la orden de cambio núm. 1, que corresponden a la memoria justificativa del convenio modificatorio núm. 1, formalizado el 7 de diciembre de 2018, por lo que se duplicó la justificación de suspensiones de caso fortuito o fuerza mayor con las del convenio modificatorio núm. 4 y, en consecuencia, se afectaron los principios de economía, eficacia, eficiencia, imparcialidad y honradez, a efecto de asegurar al Estado las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes de acuerdo con la naturaleza de la contratación. Por otra parte, para los convenios modificatorios números 3 y 4 la entidad fiscalizada no confirmó la alineación con la estrategia correspondiente del área de procura y abastecimiento previo a la autorización de las modificaciones contractuales que dieron origen a dichos convenios, confirmación que el administrador del proyecto debió realizar, lo anterior en contravención de los artículos 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 75, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 39, 40, y 57, inciso r, de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias; lineamientos VIII.2.1, VIII.2.2, VIII.2.3, VIII.2.4, VIII.2.5 y VIII.2.6, de los Lineamientos Generales de Procura y Abastecimiento; 44, fracciones X, XXIX y XXXI, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y cláusulas 7 y 8, del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802.

En respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta núm. 002/CP2019, la Gerente de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1199/2020 del 22 de septiembre de 2020, remitió diversa información y documentación de la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción mediante la cual informó lo siguiente:

Aclara que el soporte y evidencia documental sancionada y revisada que comprueba y justifica las suspensiones por caso fortuito o fuerza mayor correspondientes a siete días naturales, se formalizó en el convenio modificatorio núm. 4, donde se encuentra incluida la Orden de Cambio núm. 07, en la cual se incluye la modificación núm.15. Se anexó el convenio núm. 4 (Orden de Cambio núm. 7, Memoria Justificativa y soporte documental).

Adicionalmente, aclara que no existe duplicidad en el periodo de ejecución del 26 de marzo al 20 de abril de 2018 (específicamente el 14 de abril del 2018), ya que, en el convenio núm. 1 se autorizó una prórroga en la modificación núm. 10 relacionada a los frentes fríos ocurridos en el patio de fabricación y en las modificaciones núms. 11 y 14 se autorizaron condiciones climatológicas adversas costa afuera, es decir, sucedieron dos eventos de fuerza mayor que no son de responsabilidad de ninguna de las partes, en dos localizaciones totalmente diferentes, la primera que si impacta a la ruta crítica del contrato y prorrogó la fecha de terminación del mismo y la segunda que no impacta la fecha de terminación del contrato, sino que se reconocen dichos eventos como pago de tarifas en espera y solo recorre internamente la actividad en ejecución (aprovecha las holguras del programa), tal y como se muestra en la tabla anexa. Para ilustrar lo anterior, se ejemplificó un gráfico que muestra la prórroga y pagos realizados durante el período del 26 de marzo al 20 de abril de 2018, donde se observó que no existe duplicidad en las modificaciones núms. 10. 11 y 14, ya que en la modificación núm. 10 (14 de abril de 2018), solo se otorgó la prórroga del (un día) por la

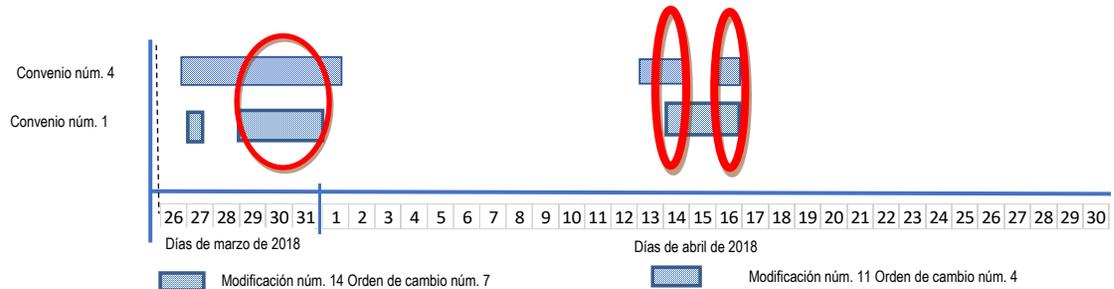
afectación al programa de trabajo en el patio de fabricación (frentes fríos), y en las modificaciones núms. 11 y 14 se reconoció el pagó debido a la afectación a la embarcación en costa afuera.

También señaló que sí confirmó la alineación a la estrategia correspondiente con el Área de Procura y Abastecimiento previamente a la autorización de las modificaciones contractuales que dieron origen a dichos convenios, como a continuación se menciona en los oficios:

- DCAS-DOPA-CPAEP-GCSEP-SCCI-0333-2019 de fecha 16 de mayo de 2019.
- DCAS-SA-CAEP-GCSEP-SCCI-SSCCS-002-2019 de fecha 02 de julio de 2019.
- Memorias justificativas de los Convenios núms. 3 y 4.

Una vez analizada y evaluada la información y documentación recibida, la Auditoría Superior de la Federación considera no atendida la observación, aun cuando comprobó las suspensiones por caso fortuito o fuerza mayor correspondientes a siete días naturales en el convenio modificadorio núm. 4 y confirmó la alineación a la estrategia correspondiente con el Área de Procura y Abastecimiento, no aclaró la duplicidad en la justificación de adecuaciones de caso fortuito o fuerza mayor en los convenios modificadorios núms. 1 y 4, ya que indicó que en los días 27, 29, 30 y 31 de marzo de 2018 y en los días 14 y 16 de abril de 2018, días en que ocurrieron condiciones climatológicas adversas costa afuera, fueron motivo de dos adecuaciones diferentes, primero en la modificación núm. 11 que justificó la “adecuación en las fechas de inicio y/o terminación de actividades del programa de construcción debido al Caso Fortuito o Fuerza Mayor Costa Fuera en los periodos: del 26 al 30 de marzo de 2018 y los días 01, del 09 al 18 y 20 de abril de 2018, sin modificar la fecha de terminación del contrato” y la segunda en la modificación núm. 14 que justificó la “adecuación al programa de ejecución de los trabajos por las suspensiones debido al Caso Fortuito o Fuerza Mayor, por las Condiciones Climatológicas Adversas presentadas en los periodos del 26 de marzo al 20 abril de 2018. En ambos casos se hace referencia a eventos ocurridos costa afuera en el mismo periodo de tiempo para justificar dos adecuaciones al programa de construcción y/o ejecución en dos convenios diferentes, el convenio núm. 1 de fecha 7 de diciembre de 2018 y el convenio núm. 4 de fecha 31 de julio de 2019.

Imagen de la duplicidad de días prorrogables por condiciones climatológicas adversas en los convenios núms. 1 y 4 ocurridos costa afuera.



Fuente: Memoria descriptiva del convenio núm. 1 y convenio modificadorio núm. 4.

2019-9-90T9N-22-0392-08-001
Sancionatoria

Promoción de Responsabilidad Administrativa

La Auditoría Superior de la Federación emite la Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria para que la Unidad de Responsabilidades en Petróleos Mexicanos o su equivalente realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente por las irregularidades de los servidores públicos que, en su gestión, realizaron modificaciones contractuales fuera de norma, debido a que el convenio modificadorio núm. 4, formalizado el 31 de julio de 2019 para ampliar el plazo de ejecución en 7 días naturales, carece del soporte y evidencia documental revisada, sancionada y autorizada que compruebe y justifique las suspensiones por caso fortuito o fuerza mayor por los que se prorrogó la fecha de término del contrato del 24 de abril al 1 de mayo de 2019; asimismo, el periodo de ejecución del 26 de marzo al 20 de abril de 2018, en el que se suscitaron condiciones climatológicas adversas y que forman parte de la justificación de prórroga en dicho convenio, ya se habían considerado en las modificaciones núms. 10 y 11, de la orden de cambio núm. 1, que corresponden a la memoria justificativa del convenio modificadorio núm. 1, formalizado el 7 de diciembre de 2018, por lo que se duplicó la justificación de suspensiones por caso fortuito o fuerza mayor con las del convenio modificadorio núm. 4 y, en consecuencia, se afectaron los principios de economía, eficacia, eficiencia, imparcialidad y honradez, a efecto de asegurar al Estado las mejores condiciones en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes de acuerdo con la naturaleza de la contratación. Por otra parte, para los convenios modificadorios números 3 y 4 la entidad fiscalizada no confirmó la alineación con la estrategia correspondiente del área de procura y abastecimiento previo a la autorización de las modificaciones contractuales que dieron origen a dichos convenios, confirmación que el administrador del proyecto debió realizar; lo anterior, en incumplimiento de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, artículo 7, fracciones I y VI; de la Ley de Petróleos Mexicanos, artículo 75; de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos

Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, artículos 39, 40 y 57, inciso r; de los Lineamientos Generales de Procura y Abastecimiento, lineamientos VIII.2.1, VIII.2.2, VIII.2.3, VIII.2.4, VIII.2.5 y VIII.2.6, y del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, artículos 44, fracciones X, XXIX y XXXI y contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, cláusulas 7 y 8.

4. En la revisión del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, que fue adjudicado mediante invitación restringida a por lo menos tres personas internacional que tiene por objeto el “Diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de una plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2), para instalarse en la Sonda de Campeche, Golfo de México” se observó que la entidad fiscalizada por conducto del Coordinador Operativo del Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA) y de las Oficinas Regionales de dicho programa, omitió asignar al contratista las obras o acciones a realizar como apoyo a la comunidad y/o al medio ambiente mediante las cédulas del programa, obra y/o acción (PROA) por un monto igual al importe total de las aportaciones calculadas mediante el procedimiento estipulado en las cláusulas contractuales y el anexo PACMA; así como supervisar y dar seguimiento a los trabajos al amparo de dichas cédulas a efecto de cumplir en tiempo y forma con los objetivos del PACMA, ocasionando con ello que el contratista no haya realizado las aportaciones a dicho programa de conformidad con los periodos e importes establecidos en el Anexo PACMA, ya que al 31 de diciembre de 2019 se tenía que haber aportado un monto de 137,541.7 miles de pesos; sin embargo, se verificó que a esa fecha solamente se habían reconocido las cédulas del PROA con números 6820, 6851, 7007, 7014, 7028, 7091, 7092, 7093, 7105, 7247, 7268, 7270, 7271, 7274, 7275, 7277, 7290, 7291, 7293 y 7294, por un importe de 55,822.5 miles de pesos, por lo que no se habían realizado aportaciones al PACMA por un importe de 81,719.2 miles de pesos; lo anterior, en contravención del artículo 7, fracción I, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; de las cláusulas 15 “Obligaciones del Contratista” y 37 “Apoyo a la comunidad y medio ambiente”; y del Anexo PACMA, del contrato de obra a precio mixto número 640836802.

Por lo anterior, se solicitó a la entidad fiscalizada que instruya a quien corresponda para que remita a la ASF la documentación e información que justifique o compruebe la solicitud realizada al contratista para la ejecución de las cédulas adicionales requeridas a fin de alcanzar el monto total de la aportación correspondiente al PACMA, la recuperación al día de hoy, o bien el reintegro del monto faltante que se haya realizado en la última estimación o en el finiquito del contrato por un importe de 81,719.2 miles de pesos, en su caso.

En respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta núm. 002/CP2019, la Gerente de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1199/2020 del 22 de septiembre de 2020, envió copia del oficio número DCAS-GRS-SACRS-195-2020, del 2 de septiembre de 2020 e información remitida por la Subgerencia de Administración de las Cláusulas de Responsabilidad Social, adscrita a la Gerencia de Responsabilidad Social de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios, con la que hizo de conocimiento que emprendió las gestiones necesarias para que el área

administradora del proyecto realizara la recuperación del diferencial del monto obligado a aportar en el finiquito del contrato o en la última facturación; asimismo, aclaró que en las cédulas de resultados finales de la auditoría se reportó un monto reconocido de aportación PACMA por 55,822.5 miles de pesos, el cual no contempla el reconocimiento de la cédula número 7292 por un importe de 475.0 miles de pesos, para un monto total de 56,297.5 miles de pesos, por lo que el importe por recuperar es de 81,244.2 miles de pesos.

Adicionalmente, mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/1199/2020 del 22 de septiembre de 2020, la titular de la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos envió copia del correo electrónico del 21 de septiembre de 2020, e información remitida por la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción, con la que manifestó que el monto total del contrato más los convenios y la cancelación de tiempos en espera pactada en el finiquito es de 1,710,959.2 miles de pesos y 379,185.1 miles de dólares (6,996,724.1 miles de pesos al tipo de cambio de 18.4520 pesos por dólar, correspondiente a la fecha de presentación de las propuestas del 26 de mayo de 2016), para un monto total del contrato de 8,707,683.3 miles de pesos, por lo que la aportación al PACMA debió ser de 137,076.8 miles de pesos; asimismo, el monto reconocido de las cédulas concluidas fue de 56,297.5 miles de pesos y la deductiva aplicada por la residencia administrativa de 80,267.5 miles de pesos, por lo que existe una diferencia de 511.8 miles de pesos que se deducirá en el COPADE de la estimación número 34-A.

Por último, mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/1234/2020 del 29 de septiembre de 2020, la titular de la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, envió copia del correo electrónico del 25 de septiembre de 2020, e información remitida por la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción, con la que envió un cuadro resumen para hacer del conocimiento de la ASF el importe de los trabajos cancelados de tiempos en espera con los que se modificó el importe total del contrato y de la aportación requerida al PACMA.

Una vez analizada la información y documentación proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos; por la Subgerencia de Administración de las Cláusulas de Responsabilidad Social, adscrita a la Gerencia de Responsabilidad Social de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios y por la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción, la Auditoría Superior de la Federación considera que subsiste la observación, en virtud de que no obstante que se comprobó que se realizó una aportación adicional a las consideradas mediante la cédula del PROA número 7292 por un importe de 475.0 miles de pesos, para un total aportado de 56,297.5 miles de pesos; que se realizaron las gestiones para que el área administradora del proyecto efectuara la recuperación del monto que no se aportó por parte del contratista al programa de apoyo a la comunidad y medio ambiente (PACMA) en el finiquito del contrato o en la última facturación; que se enviaron los oficios con los que se comunicó la aplicación de la recuperación por concepto de PACMA con el documento contable número 1721215042, por un importe de 80,267.5 miles de pesos, que se relaciona con el COPADE número 1003906852; y que se hizo del conocimiento de la ASF el

importe de los trabajos cancelados de tiempos en espera con lo que se modificó el importe total del contrato y de la aportación requerida a 137,076.8 miles de pesos; sin embargo, no se comprobó la aplicación de las recuperaciones correspondientes ya que no se enviaron los documentos contables, COPADE's y comprobantes de pago que acrediten las transacciones; asimismo, queda pendiente de aclarar un importe de 511.8 miles de pesos que resulta de la diferencia del monto considerado para recuperación por parte de la Empresa Productiva Subsidiaria y el monto que no se aportó al PACMA por 80,779.3 miles de pesos.

2019-6-90T9G-22-0392-06-001 **Pliego de Observaciones**

Se presume un probable daño o perjuicio, o ambos, a la Hacienda Pública Federal de Pemex Exploración y Producción por un monto de 80,779,300.12 pesos (ochenta millones setecientos setenta y nueve mil trescientos pesos 12/100 M.N.), por la omisión de asignar al contratista las obras o acciones a realizar como apoyo a la comunidad y/o al medio ambiente mediante las cédulas del programa, obra o acción (PROA) por un monto igual al importe total de las aportaciones calculadas mediante el procedimiento estipulado en las cláusulas contractuales y el anexo del Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA) del contrato de obra a precio mixto número 640836802; y la falta de supervisión y seguimiento a los trabajos al amparo de dichas cédulas a efecto de cumplir en tiempo y forma con los objetivos del PACMA, ocasionando con ello que el contratista no haya realizado las aportaciones a dicho programa de conformidad con los periodos e importes establecidos en el Anexo PACMA, ya que al 31 de diciembre de 2019 se tenía que haber aportado un monto de 137,076,833.18 pesos; sin embargo, se verificó que solamente se habían reconocido las cédulas del PROA con números 6820, 6851, 7007, 7014, 7028, 7091, 7092, 7093, 7105, 7247, 7268, 7270, 7271, 7274, 7275, 7277, 7290, 7291, 7292, 7293 y 7294, por un importe de 56,297,533.06 pesos; lo anterior, en incumplimiento de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, artículo 7, fracción I, y del contrato de obra a precio mixto número 640836802, cláusulas 15 Obligaciones del contratista y 37 Apoyo a la comunidad y medio ambiente, y Anexo PACMA.

Causa Raíz Probable de la Irregularidad

Omisión en la asignación al contratista de las cédulas del programa, obra y/o acción (PROA) por el importe total de las aportaciones requeridas, así como la deficiente supervisión y seguimiento de los trabajos al amparo de dichas cédulas a efecto de cumplir en tiempo y forma con los fines del programa de apoyo a la comunidad y medio ambiente (PACMA).

5. Con la revisión del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, que fue adjudicado mediante invitación restringida a por lo menos tres personas internacional TLC y que tiene por objeto el "Diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de una plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2), para instalarse en la Sonda de Campeche, Golfo de México" se constató que la entidad fiscalizada por conducto del certificador de campo costa afuera y la residencia administrativa del contrato en revisión, reconocieron y autorizaron pagos fuera de norma por un monto de 34,174.5 miles de pesos (6,124.3 miles de pesos más 1,470.4 miles de dólares, con tipos de

cambio de 19.1068 y 19.0455 pesos por dólar correspondientes a las estimaciones núms. 25 y 27, respectivamente), con periodos de ejecución comprendidos del 1 al 30 de marzo de 2019 y del 1 al 31 de mayo de 2019, respectivamente, y pagados en el ejercicio fiscal 2019, debido a que se detectaron diferencias en los horarios de suspensión de actividades reportados en las notas de bitácora y en los reportes diarios de actividades costa afuera que concilió la entidad fiscalizada con la contratista, en comparación con los horarios de cierre y apertura de puertos para la navegación y suspensión de actividades costa afuera reportados por la capitanía de puerto de Isla del Carmen; así como la suspensión de actividades por condiciones meteorológicas improcedentes, en contravención de los artículos 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; cláusulas 4.4, Pagos en exceso, 6, Responsabilidad de las partes, párrafo primero, 21, Verificación y supervisión de los trabajos, de los numerales 4.7.8, Operación y manejo de las embarcaciones, del Anexo “B Especificaciones generales”; numerales IX. Tarifa en espera, IX.1. Embarcación principal de instalación, IX.2. Embarcación principal para transporte y flotación en espera, IX.3. Embarcaciones de transporte en espera, IX.4. Embarcación principal de construcción en espera, del Anexo “B-1 Especificaciones particulares” del contrato núm. 640836802.

En respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta núm. 002/CP2019, la Gerente de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1199/2020 del 22 de septiembre de 2020, remitió diversa información y documentación de la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción mediante la cual informó lo siguiente:

“La determinación de los tiempos en espera, autorizados en la estimación núm. 25, se realizó con base en los cierres de puerto, indicados en los boletines emitidos por el área de control y tráfico marino de PEP, ya que con dichos boletines se obtuvieron menores o iguales tiempos en espera de afectaciones, comparados con los tiempos que resultaban con la información contenida en los reportes meteorológicos internacionales, en los reportes diarios y lo reportado en la bitácora de obra. Con base en lo anterior, la residencia administrativa eligió los resultados menores antes citados, ya que con esto se obtuvo un beneficio para PEP. Se adjuntan tablas que ilustran la obtención de los tiempos en espera solicitados por la contratista y los tiempos en espera autorizados por PEP, así como la consideración en los reconocimientos señalados a continuación:

Día: 26/Nov/2018.- se reconocieron 0.48 días debido al cierre de puerto, indicado en el reporte de control marino de PEP desde las 12:30 hrs hasta las 24:00 hrs, afectando las actividades de la embarcación Chalán 1-650, que transportaba la superestructura del patio de fabricación en Altamira al área de instalación. Señalando que en el reporte diario y en la bitácora indica una afectación desde las 11:05 a las 24:00, dando como resultado un tiempo en espera de 0.54 días, por lo que el tiempo en espera autorizado fue menor en 0.06 día al tiempo en espera que resultaba al aplicar los horarios del reporte diario y la bitácora.

Día: 29/Nov/2018.- se reconocieron 0.25 días debido al cierre de puerto, indicado en el reporte de control marino de PEP desde las 00:00 hrs hasta las 06:00 hrs, afectando las actividades de

la embarcación Chalán 1-650, que transportaba la superestructura de la PB-ABK-A2 del patio de fabricación en Altamira al área de instalación. Señalando que en el reporte diario y en la bitácora indica una afectación desde las 00:00 hrs a las 16:15, dando como resultado un tiempo en espera de 0.68 día, por lo que el tiempo en espera autorizado fue menor en 0.43 día al tiempo en espera que resultaba al aplicar los horarios del reporte diario y la bitácora.

Día: 06/Dic/2018.- fue reconocido 1.00 día debido al cierre de puerto, indicado en el reporte de control marino de PEP desde las 00:00 hrs hasta las 24:00 hrs, afectando las actividades de la embarcación Chalán JMC-3009, que transportaba la superestructura del trípode 3, trípode 4 y puente 2 del patio de fabricación en Altamira al área de instalación. Señalando que en el reporte diario y en la bitácora se indica una afectación desde las 00:00 a las 24:00, dando como resultado un tiempo en espera de 1.00 día.

Día: 11/Dic/2018.- fue reconocido 1.00 día debido al cierre de puerto, indicado en el reporte de control marino de PEP desde las 00:00 hrs hasta las 24:00 hrs, afectando las actividades de la embarcación Chalán JMC-3009, que transportaba la superestructura del trípode 3, trípode 4 y puente 2 del patio de fabricación en Altamira al área de instalación. Señalando que en el reporte diario y en la bitácora se indica una afectación desde las 00:00 a las 24:00, dando como resultado un tiempo en espera de 1.00 día.

Día: 14/Dic/2018.- se reconoció 1.00 día debido a que el puerto continuó cerrado a la navegación durante las 24 horas de este día, indicado en el reporte de control marino de PEP, afectando las actividades de la embarcación Chalán JMC-3009, que transportaba la superestructura del trípode 3, trípode 4 y puente 2 del patio de fabricación en Altamira al área de instalación. En el reporte diario y en la bitácora se indica la afectación en el mismo período, dando como resultado un tiempo en espera de 1.00 día.

Día: 14/Dic/2018.-se reconoció 1.00 día debido a que el puerto continuó cerrado a la navegación durante las 24 horas de este día, indicado en el reporte de control marino de PEP, afectando las actividades de la embarcación DB-50, que iniciaría con los trabajos de instalación de la superestructura del trípode 4 y que, además, requería de una ventana de buen tiempo para la instalación. En el reporte diario y en la bitácora se indica la afectación en el mismo período, dando como resultado un tiempo en espera de 1.00 día.

Día: 14/Dic/2018.- se reconoció 0.97 días debido a que el puerto estuvo cerrado a la navegación durante las 24 horas de este día, indicado en el reporte de control marino de PEP, afectando las actividades de la embarcación Chalán JMC-3003, que transportaba las estructuras quemador y puentes 3 y 4 del patio de fabricación en Alta mira al área de instalación. Señalando que se aceptó el tiempo de afectación solicitado por la contratista (0.97 día), aunque en el reporte diario y en la bitácora se indica una afectación de 24:00 hrs. (1.00 día).

Día: 16/Dic/2018.- se reconocieron 0.29 días debido a que, de acuerdo con lo indicado en el reporte de control marino de PEP, el puerto estuvo cerrado a la navegación desde las 00:00 hrs hasta las 07:00 hrs, afectando las actividades de la embarcación Chalán JMC-3009, que

transportaba la superestructura del trípode 3, trípode 4 y puente 2 del patio de fabricación en Altamira al área de instalación. Señalando que en el reporte diario y en la bitácora indica una afectación desde las 00:00 hrs a las 24:00 hrs, dando como resultado un tiempo en espera de 1.00 día, por lo que el tiempo en espera autorizado fue menor en 0.71 día al tiempo en espera que resultaba al aplicar los horarios del reporte diario y la bitácora.

Día: 16/Dic/2018.- se reconocieron 0.29 días debido a que, de acuerdo con lo indicado en el reporte de control marino de PEP, el puerto estuvo cerrado a la navegación desde las 00:00 hrs hasta las 07:00 hrs, afectando las actividades de la embarcación Chalán JMC-3003, que transportaba las estructuras quemador y puentes 3 y 4 del patio de fabricación en Altamira al área de instalación. Señalando que en el reporte diario y en la bitácora indica una afectación desde las 00:00 hrs a las 24:00 hrs, dando como resultado un tiempo en espera de 1.00 día, por lo que el tiempo en espera autorizado fue menor en 0.71 días al tiempo en espera que resultaba al aplicar los horarios del reporte diario y la bitácora.

Día: 16/Dic/2018.- se reconocieron 0.29 días debido a que, de acuerdo con lo indicado en el reporte de control marino de PEP, el puerto estuvo cerrado a la navegación desde las 00:00 hrs hasta las 07:00 hrs, afectando las actividades de la embarcación DB-50, que requería una ventana de buen tiempo para iniciar con los trabajos de instalación de la superestructura del trípode 4. Señalando que en el reporte diario y en la bitácora indica una afectación desde las 00:00 hrs a las 24:00 hrs, dando como resultado un tiempo en espera de 1.00 día, por lo que el tiempo en espera autorizado fue menor en 0.71 día al tiempo en espera que resultaba al aplicar los horarios del reporte diario y la bitácora.

Día: 19/Dic/2018.- se reconocieron 0.29 días debido a que, de acuerdo con lo indicado en el reporte de control marino de PEP, el puerto fue cerrado a la navegación desde las 17:00 hrs hasta las 24:00 hrs, afectando las actividades de la embarcación Chalán JMC-3003, que transportaba las estructuras quemador y puentes 3 y 4 del patio de fabricación en Alta mira al área de instalación. Señalando que en el reporte diario y en la bitácora indica una afectación desde las 15:45 hrs a las 24:00 hrs, dando como resultado un tiempo en espera de 0.34 días, por lo que el tiempo en espera autorizado fue menor en 0.05 días al tiempo en espera que resultaba al aplicar los horarios del reporte diario y la bitácora.

Día: 19/Dic/2018.- se reconocieron 0.29 días debido a que, de acuerdo con lo indicado en el reporte de control marino de PEP, el puerto fue cerrado a la navegación desde las 17:00 hrs hasta las 24:00 hrs, afectando las actividades de la embarcación DB-50, que requería una ventana de buen tiempo para iniciar con los trabajos de instalación de quemador, puente 3 y puente 4. Señalando que en el reporte diario y en la bitácora indica una afectación desde las 00:00 hrs a las 24:00 hrs, dando como resultado un tiempo en espera de 1.00 día, por lo que el tiempo en espera autorizado fue menor en 0.71 días al tiempo en espera que resultaba al aplicar los horarios del reporte diario y la bitácora.

Día: 10/Ene/2019.- se reconoció 0.71 días debido a que el puerto continuó cerrado a la navegación desde las 00:00 hasta las 17:00 hrs, por frente frío No. 25 indicado en el reporte

de control marino de PEP, afectando las actividades de interconexión de la embarcación 08-50 durante la etapa de construcción.

Día: 26/Ene/2019.- se reconoció 0.25 días debido a que el puerto continuó cerrado a la navegación desde las 00:00 hasta las 06:00 hrs, por frente frío núm. 30 indicado en el reporte de control marino de PEP, afectando las actividades de interconexión de la embarcación DB-50 durante la etapa de construcción. En el reporte diario y en la bitácora se indica la afectación en el mismo período.

Día: 28/Ene/2019.- se reconoció 0.50 días debido a que el puerto continuó cerrado a la navegación desde las 00:00 hasta las 12:00 hrs, por frente frío No. 31 indicado en el reporte de control marino de PEP, afectando las actividades de interconexión de la embarcación DB-50 durante la etapa de construcción. En el reporte diario y en la bitácora se indica la afectación en el mismo período.

Día: 29/Ene/2019.- se reconoció 0.02 días debido a que el puerto fue cerrado a la navegación desde las 23:30 hasta las 24:00 hrs, por frente frío núm. 32 indicado en el reporte de control marino de PEP, afectando las actividades de interconexión de la embarcación DB-50 durante la etapa de construcción. En el reporte diario y en la bitácora se indica la afectación en el mismo período.

Día: 31/Ene/2019.-se reconoció 0.33 días debido a que el puerto continuó cerrado a la navegación desde las 00:00 hasta las 10:00 hrs, por frente frío núm. 32 indicado en el reporte de control marino de PEP, afectando las actividades de interconexión de la embarcación DB-50 durante la etapa de construcción. Sin embargo, sólo se reconocieron 07:30 hrs de este día, toda vez que la embarcación DB-50 se retira del campo ABKATUN, terminando su participación en el contrato. En el reporte diario y en la bitácora se indica la afectación citada.

Día: 28/Mar/2018.- se reconocieron 0.40 días debido a la afectación de las actividades sobre cubierta de la 08-50 y BOA BARGE-30, relacionadas con las actividades de instalación de la subestructura de Abkatun-A2, suspendidas porque la embarcación 08-50 no cuenta con la ventana de 64 horas de buen tiempo que establece el manual de instalaciones (Procedimiento de instalación de la subestructura principal de ABKATUN), para la instalación de la subestructura PB-ABKATUN-A2. Lo anterior indicado en el reporte diario y bitácora de obra. Sin embargo, se descontó 1.00 hora que laboró la embarcación.

Día: 29/Mar/2018.- se reconocieron 0.50 días debido a la afectación de las actividades sobre cubierta de la 08-50 y BOA BARGE-30, relacionadas con las actividades de instalación de la subestructura de Abkatun-A2, suspendidas porque la embarcación 08-50 no cuenta con la ventana de 64 horas de buen tiempo que establece el manual de instalaciones (Procedimiento de instalación de la subestructura principal de ABKATUN) para la instalación de la subestructura PB-ABKATUN-A2. En el reporte diario y bitácora de obra se indica la solicitud del día completo, por lo que, sólo se otorga 0.50 días.

Día: 30/Mar/2018.- se reconocieron 0.94 días debido a la afectación de las actividades sobre cubierta de la 08-50 y BOA BARGE-30, relacionadas con las actividades de instalación de la subestructura de Abkatun-A2, suspendidas porque la embarcación DB-50 no cuenta con la ventana de 64 horas de buen tiempo que establece el manual de instalaciones (Procedimiento de instalación de la subestructura principal de ABKATUN) para la instalación de la subestructura PB-ABKATUN-A2. En el reporte diario y bitácora de obra se indica la solicitud del día completo, por lo que, solo se otorga 0.94 días.

Día: 01/Abr/2018.- se reconocieron 0.25 días debido a la afectación de las actividades sobre cubierta de la 08-50 y BOA BARGE-30, relacionadas con las actividades de instalación de la subestructura de Abkatun-A2, suspendidas porque la embarcación 08-50 no cuenta con la ventana de 64 horas de buen tiempo que establece el manual de instalaciones (Procedimiento de instalación de la subestructura principal de ABKATUN) para la instalación de la subestructura PB-ABKATUN-A2. En el reporte diario y en la bitácora se indica la afectación en el mismo período.

Día: 13/Abr/2018.- se reconocieron 0.23 días debido a la presencia de condiciones climatológicas adversas que afectaron a la embarcación 08-50 y JMC-3003 en las actividades de izaje y asentamiento del trípode 2 de la plataforma PB-ABKATUN-A2 y no cuenta con la ventana de buen tiempo que establece el manual de instalaciones (Procedimiento de instalación de trípodes de ABKATUN A2) para su instalación. Sin embargo, solo fue afectada de 09:30 horas hasta las 15:00 horas (0.23 días).

Día: 14/Abr/2018.- se reconocieron 0.50 días debido a la presencia de condiciones climatológicas adversas por el frente frío No. 44 que afectaron a la embarcación 08-50 y JMC-3003 en las actividades de instalación del trípode 2 de la plataforma PB-ABKATUN-A2, ya que no contaba con la ventana de buen tiempo que establece el manual de instalaciones (Procedimiento de instalación de trípodes de ABKATUN A2). Por lo tanto, este día, solo se otorga 0.50 día. En el reporte diario y en la bitácora se indica la afectación en el mismo período.

Día: 16/Abr/2018.- se reconocieron 0.50 día debido a la presencia de condiciones climatológicas adversas debido al frente frío No. 44, que afectaron a la embarcación 08-50 y JMC-3003 en las actividades de instalación del trípode 2 de la plataforma PB-ABKATUN-A2, ya que no cuenta con la ventana de buen tiempo que establece el manual de instalaciones (Procedimiento de instalación de trípodes de ABKATUN A2). Por lo tanto, en este día, solo se otorga 0.50 día. En el reporte diario y en la bitácora se indica la afectación en el mismo período.” (Sic)

Adjuntó archivos en Excel y en PDF que indican el cálculo y determinación de los tiempos procedentes y aprobados en las estimaciones núms. 25 y 27 que se soporta en las notas de bitácora, reportes diarios y horarios de cierres y apertura del puerto para la navegación indicado en los boletines emitidos por el área de control y tráfico marino de PEP.

Posteriormente, en respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta núm. 002/CP2019, la Gerente de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1234/2020 del 29 de septiembre de 2020, remitió diversa información y documentación de la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción mediante la cual informó lo siguiente:

“Los tiempos autorizados en la estimación núm. 27 fueron reconocidos en atención al comunicado núm. A7722-E-PMG-PMX-275/19 de fecha 23 de mayo de 2019, mediante el cual la contratista solicitó el reconocimiento de 8.32 días de espera que no fueron considerados anteriormente, relacionados con la suspensión de los trabajos costa afuera durante el período comprendido del 26 de marzo al 20 de abril de 2018. El fundamento de la solicitud de reconsideración de la contratista, con el comunicado antes citado, se basó en que se le reconocieran los tiempos en espera por las ventanas de buen tiempo necesarias para realizar los trabajos de instalación de estructuras, consideradas en los manuales de instalación (Procedimiento de transporte e instalación) emitidos por la contratista y aprobados por PEP y por el Inspector de Garantía Marina (IGM), así como lo indicado en los reportes diarios y bitácora de obra. En base a lo anterior, la Residencia Administrativa, mediante el oficio núm. SSE-GPIM-GMDI-ROA-KMX-501-CE-322-2019 de fecha 27 de mayo de 2019, le informó a la contratista sobre la revisión a la documentación que había presentado, considerando las ventanas de buen tiempo necesarias para realizar los trabajos de instalación de estructuras, así como los reportes diarios y bitácora, obteniendo como resultado 3.60 días, mismos que fueron considerados en la estimación núm. 27 con la aplicación de la tarifa correspondiente contemplada en los Anexos C-2 y C-3 del contrato y en base a lo establecido en el Anexo B-1, numerales IX.1 Embarcación principal de instalación, en espera y IX.3 Embarcaciones de transporte, en espera.” (Sic)

Aclaró que la instalación de este tipo de estructuras es una actividad de un alto grado de complejidad, por lo tanto, es preciso asegurarse que se tendrán buenas condiciones desde el inicio hasta el final en la ejecución de la actividad, para lo cual se contempló dentro del contrato la norma NRF-041-PEMEX-2014, en cuyo numeral 8.3.3 "Planeación de las Maniobras de Instalación" se mencionó que se debe preparar un programa donde se indique y se muestre que la estructura puede estar segura dentro de un período con pronóstico meteorológico favorable o ventana meteorológica. Por lo tanto, en el numeral 7 "Factores Limitativos de la Instalación", del Procedimiento de Instalación de la Subestructura de Abkatun (Manual de Instalación), se señaló la duración que se requiere de buen tiempo para instalación de los pilotes y subestructura (ventana meteorológica), por lo que los tiempos en espera obtenidos y estimados fueron menores y/o iguales, comparados con los indicados en los reportes diarios y bitácora de obra.

Manifestó que con relación a las diferencias en los horarios de suspensión de actividades reportados en las notas de bitácora y en los reportes diarios de actividades costa afuera, en comparación con los horarios de cierre y apertura de puertos para la navegación y suspensión de actividades costa afuera reportados en los boletines emitidos por el área de control y tráfico marino de PEP, que por razones de beneficio para la entidad, se utilizaron solo los

tiempos de afectación indicados en los reportes de control y tráfico marino de PEP. Y en relación con la suspensión de actividades por condiciones meteorológicas improcedentes, explicó que algunos tiempos en espera aprobados corresponden a tiempos en espera derivados de ventanas de buen tiempo necesarias para realizar los trabajos de instalación de estructuras, esto en base a los manuales de instalaciones (Procedimiento de instalación de subestructura principal y trípodes de ABKATUN-A2).

Una vez analizada y evaluada la información y documentación recibida, la Auditoría Superior de la Federación, considera no atendida la observación, en virtud de que con la información y documentación adicional que proporcionó la entidad fiscalizada se corroboró que la contratista no respetó los horarios de cierre y apertura de puertos para la navegación y suspensión de actividades costa afuera reportados por la capitanía de puerto de Ciudad del Carmen y que se encontraron errores en el cálculo de los horarios pagados, ya que en las bitácoras de obra se detectaron actividades de obra realizadas dentro del periodo de suspensión de actividades por motivo de condiciones meteorológicas adversas. Además, en el contrato y sus anexos y con referencia al reconocimiento y pago de tarifa de tiempos en espera, no se indica que por beneficios a la entidad fiscalizada sólo se utilicen tiempos de afectación señalados en los reportes de la capitanía de puerto y tampoco se indica que para el reconocimiento de tiempos en espera se consideren las ventanas de buen tiempo, necesarias para realizar trabajos de instalación de estructuras, en base a los manuales de instalaciones.

2019-6-90T9G-22-0392-06-002 **Pliego de Observaciones**

Se presume un probable daño o perjuicio, o ambos, a la Hacienda Pública Federal de Pemex Exploración y Producción por un monto de 34,174,532.33 pesos (treinta y cuatro millones ciento setenta y cuatro mil quinientos treinta y dos pesos 33/100 M.N.), porque la entidad fiscalizada por conducto del certificador de campo y el residente administrativo realizaron una deficiente verificación y supervisión de los trabajos, ya que reconocieron y autorizaron pagos fuera de norma por un monto de 34,174,532.33 pesos (treinta y cuatro millones ciento setenta y cuatro mil quinientos treinta y dos pesos 33/100 M.N.) en las partidas IX.1, Embarcación principal de instalación, en espera, IX.2 Embarcación principal para transporte y flotación, en espera, IX.3 Embarcaciones de transporte, en espera y IX.4, Embarcación principal de construcción, en espera, del Anexo C-3 PU, pagadas en las estimaciones núms. 25 y 27, con periodos de ejecución comprendidos del 1 al 30 de marzo de 2019 y del 1 al 31 de mayo de 2019, durante el ejercicio fiscal 2019, debido a que se detectaron diferencias entre los horarios de suspensión de actividades reportados en las notas de bitácora y los reportes diarios de actividades costa afuera que fueron conciliados entre la entidad fiscalizada y el contratista y con los horarios de cierre y apertura de puertos para la navegación y suspensión de actividades costa afuera reportados por la capitanía de puerto de Isla del Carmen; así como, la suspensión de actividades por condiciones meteorológicas improcedentes en incumplimiento de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, artículo 7, fracciones I y VI; del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, artículo 66, fracción III, y del contrato núm. 640836802, cláusulas 4.4 Pagos en exceso, 6 Responsabilidad de las partes, párrafo primero, 21

Verificación y supervisión de los trabajos, Anexo B Especificaciones generales, numeral 4.7.8 Operación y manejo de las embarcaciones, Anexo B-1 Especificaciones particulares, numerales IX Tarifa en espera, IX.1 Embarcación principal de instalación, IX.2 Embarcación principal para transporte y flotación en espera, IX.3 Embarcaciones de transporte en espera, y IX.4 Embarcación principal de construcción en espera.

Causa Raíz Probable de la Irregularidad

Deficiente verificación y supervisión de los trabajos contratados.

6. En la revisión del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, que fue adjudicado mediante invitación restringida a por lo menos tres personas internacional TLC y que tiene por objeto el “Diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de una plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2)”, para instalarse en la Sonda de Campeche, Golfo de México”, se observó que la entidad fiscalizada no comprobó la aplicación de penalizaciones a la contratista por un importe de 26,250.0 miles de dólares (505,622.3 miles de pesos al tipo de cambio promedio anual para 2019 de 19.2618 pesos por dólar) por el atraso en el cumplimiento de la fecha programada de terminación total de los trabajos, lo anterior en virtud de que conforme al Anexo DT-6 “Programa de Ejecución de los Trabajos” del convenio modificatorio número 4, esa fecha se pactó para el 1 de mayo de 2019; sin embargo, mediante los oficios números A7722-E-PMG-PMX-587/19, SASEP-CSMMCCI-SSCIM-RACIEA-KMX-501-CI-156-2019 y GSPIE-SCMPAIMT-125-2019 del 24, 25 y 29 de octubre de 2019, respectivamente, se indicó que la conclusión total de los trabajos se realizó hasta el día 23 de octubre de 2019, en contravención del artículo 42 de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias; de las cláusulas 12 “Penas convencionales”, inciso “b”, y 15 “Obligaciones del Contratista” y del Anexo DT-6 del Convenio Modificatorio Número 4, del contrato de obra a precio mixto número 640836802.

En respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta número 002/CP2019, mediante los oficios números CA/COMAUD/AI/GEIR/1199/2020 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1234/2020 del 22 y 29 de septiembre de 2020, la titular de la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, envió copia de los correos electrónicos del 21 y 25 de septiembre de 2020, e información remitida por la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción, con la que aclaró que sí realizó la aplicación de las penalizaciones por el atraso de 175 días naturales en el cumplimiento de la fecha programada de terminación total de los trabajos por un monto de 26,250.0 miles de dólares para lo cual anexó copia de los COPADE’s números 1003869761, 1003882365, 1003899337, 1003906851, 1003929998 y 1003939170, que demuestran la inclusión de dichas penalizaciones en las estimaciones generadas.

Una vez analizada la información y documentación proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos y por la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción, la Auditoría

Superior de la Federación considera que subsiste la observación, en virtud de que no obstante que se verificó que se realizaron las gestiones necesarias a fin de realizar la aplicación de penalizaciones a la contratista por un importe de 26,250.0 miles de dólares (505,622.3 miles de pesos al tipo de cambio promedio anual para 2019 de 19.2618 pesos por dólar) por el atraso en el cumplimiento de la fecha programada de terminación total de los trabajos y que se entregaron las Codificaciones de Pagos y Descuentos (COPADE's) que demuestran la inclusión de dichas penalizaciones en las estimaciones generadas; la entidad fiscalizada no comprobó la aplicación de las mismas, ya que no entregó los comprobantes de las transferencias bancarias que avalen el pago de estimaciones donde se incluyan las deducivas por la aplicación de las penas convencionales.

2019-6-90T9G-22-0392-06-003 **Pliego de Observaciones**

Se presume un probable daño o perjuicio, o ambos, a la Hacienda Pública Federal de Pemex Exploración y Producción por un monto de 505,622,250.00 pesos (quinientos cinco millones seiscientos veintidós mil doscientos cincuenta pesos 00/100 M.N.), por la falta de aplicación de penalizaciones al contratista por 26,250,000.00 dólares (505,622,250.00 pesos al tipo de cambio promedio anual para 2019 de 19.2618 pesos por dólar), debido al atraso en el cumplimiento de la fecha programada de terminación total de los trabajos, lo anterior en virtud de que conforme al Anexo DT-6 Programa de Ejecución de los Trabajos del convenio modificatorio número 4, esa fecha se pactó para el 1 de mayo de 2019; sin embargo, se constató, mediante los oficios números A7722-E-PMG-PMX-587/19, SASEP-CSMMCCI-SSCIM-RACIEA-KMX-501-CI-156-2019 y GSPIE-SCMPAIMT-125-2019 del 24, 25 y 29 de octubre de 2019, respectivamente, que la conclusión total de los trabajos se realizó hasta el día 23 de octubre de 2019, en incumplimiento de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, artículo 42; del contrato de obra a precio mixto número 640836802, cláusulas 12 Penas convencionales, inciso b, y 15 Obligaciones del Contratista, y del Convenio Modificatorio Número 4, Anexo DT-6.

Causa Raíz Probable de la Irregularidad

Falta de aplicación de penalizaciones por el atraso en el cumplimiento de la fecha programada de terminación total de los trabajos.

7. Con el análisis del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, que fue adjudicado mediante invitación restringida a cuando menos tres personas internacional y que tiene por objeto el "diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de la plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2)", se determinó que la plataforma de producción Abkatun-A2 (PB-ABK-A2) que fue entregada por la contratista y recepcionada por la entidad fiscalizada el día 14 de noviembre de 2019, no cumple con la capacidad de procesamiento de producción establecido en el alcance de su contratación, tampoco cumple con las metas e indicadores del proyecto y su diseño, ingeniería, procura, construcción e instalación no justificaron la necesidad de su contratación, ya que la capacidad instalada de la plataforma es para un volumen máximo de 225 [MMpcd] de gas y un volumen de petróleo máximo de 105 [Mbbpd] de petróleo; sin embargo, la

necesidad y alcances de la contratación establecieron que debía manejar una producción máxima de 352 [MMpcd] de gas y un volumen de 220 [Mbpd] de petróleo. Cabe indicar que los volúmenes de producción máxima que ha manejado la plataforma a partir de su entrega-recepción es de 118 [MMpcd] de gas y 103 [Mbpd] de petróleo, sólo el 33.52% y 46.81%, respecto a la necesidad y alcance de su contratación. Adicionalmente, se constató que los equipos turbocompresores con tags PA-3200A, PA-3200B y PA-3200C, y los equipos compresores de vapor con tags PA-3202A y PA-3202R, registran periodos de inactividad debido a reparaciones y mantenimientos, posteriores a la firma del acta de entrega-recepción, por lo que se solicita a la entidad fiscalizada proporcione la información y evidencia documental que justifique las reparaciones, mantenimientos y la funcionalidad de los equipos nuevos o en su caso, la aplicación de garantías por defectos y vicios ocultos de los trabajos y cualquier otra responsabilidad que procedan por trabajos mal ejecutados, mala calidad, pagos indebidos y por cualquier otro concepto a que PEP tenga derecho, de acuerdo con lo establecido en el contrato y sus anexos. Cabe mencionar que el compresor con tag PA-3202A estaba en reparación cuando se firmó el acta entrega recepción de los trabajos; por lo que los recursos económicos de que dispuso la entidad fiscalizada no se administraron con eficiencia, eficacia, economía, transparencia y honradez a fin de satisfacer los objetivos para los que se destinaron, en contravención de los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 5 de la Ley General del Sistema Nacional Anticorrupción; 75 de la Ley de Petróleos Mexicanos; 57, incisos c, p, q y r, de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias; sección IV.1, de las Políticas y Lineamientos para Procura y Abastecimiento; artículo 44, fracciones II, III, V, VI, VII, X, XVI y XLV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; numerales I.2, II, V.2, V.2.1, V.3.3 y V.4.8, del Modelo de Contratación Simplificado por Estrategia autorizada por el GAE; cláusulas 2.1, Alcance general de los trabajos, 4.6, Recepción de los trabajos, del Anexo B “Especificaciones generales”; Generalidades, del Anexo B-1 “Especificaciones particulares”; cláusulas 5, Garantía de la obligación de responder por defectos y vicios ocultos, 15, Obligaciones del contratista, 18, Recepción de los trabajos y 21, Verificación y supervisión de los trabajos, del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802.

En respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta núm. 002/CP2019, la Gerente de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos, con los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GEIR/1199/2020 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1234/2020, del 22 y 29 de septiembre de 2020, respectivamente, remitió diversa información y documentación de la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción mediante la cual informó lo siguiente:

Aclaró que, con base en lo establecido en las bases de usuario, la ingeniería de detalle finalmente desarrollada y con base en los alcances del contrato, la nueva Plataforma de Producción Abkatun-A2 se construyó para una capacidad máxima de manejo de 352 [M Mpcd] de gas y un volumen de 220 [Mbpd] de petróleo, considerándose, en base al diseño e ingeniería final 3 (tres) compresores de gas de baja presión con una capacidad de manejo de

75 MMpcd cada uno y un separador de primera etapa FA-3101 en el tren "A" que maneja un volumen máximo de 173 MMpcd, con lo que se obtiene un volumen total de 398 MMpcd ($75 \times 3 + 173 = 398$ MMpcd), con lo cual se cumple con el volumen requerido contractualmente de 352 MMpcd de gas. Asimismo, se consideraron 5 bombas de transferencia de crudo con una capacidad de 50 Mbdp cada una, manejando un volumen máximo de 250 Mbdp ($50 \times 5 = 250$ Mbdp), y 2 separadores de primera etapa para 228 Mbdp, con lo cual se reitera que los equipos instalados cumplen con el volumen máximo requerido contractualmente de 220 Mbdp de petróleo; asimismo, la información relacionada a la capacidad de manejo de procesamiento de gas y crudo.

Por otra parte, aclaró que la Plataforma PB-ABKATUN-A2 no es resultado de un ciclo de planeación, es resultado de la ocurrencia de un evento no deseado como lo fue el siniestro de la Plataforma Abkatún-A Permanente, donde PEP inmediatamente se abocó a mitigar el fuego y/o los efectos de la explosión; una vez logrado esto, PEP mediante maniobras operativas logró restablecer la producción, y una vez reestablecida, PEP determinó sustituir su plataforma existente con una nueva plataforma, siendo esta PB-ABKATUN-A2, por lo que, con base a lo establecido en las bases de usuario, la nueva Plataforma de Producción Abkatun-A2 tiene como función principal obtener una corriente de crudo estabilizado, deshidratado y desalado en condiciones de enviarlo a mezcla con los crudos pesados para obtener un crudo de exportación de 21° API. Adicionalmente, se obtendrá una corriente de gas de media presión para su envío al cabezal de succión de los compresores de alta presión en la Plataforma de Compresión Abkatún-A (CA-Abk-A) y una corriente de agua congénita tratada que se inyectará a pozos para su disposición final (se adjunta apartado de las bases de usuario), por lo que, el objetivo, propósito o función principal del contrato es la de restituir la capacidad de manejo y procesamiento de aceite-gas-agua de los campos Caan, Taratunich, Abkatún, Kanaab, Ixtal, Onel y Manik, además del aceite de Pol-A y del aceite de Litoral y de la producción del campo Kuil, misma función que tenía la plataforma Abkatún-A Permanente cuyo siniestro ocurrido el pasado 07 de abril de 2015 obligó a requerir su sustitución con esta nueva Plataforma.

Adicionalmente, señaló que la plataforma PB-ABK-A2 cuenta con la capacidad, establecida dentro del alcance de su contratación y cumple con las metas e indicadores del proyecto y su diseño, ingeniería, procura, construcción e instalación para la cual fue diseñada, nos permitimos hacer la indicación de que la contratación de esta se encuentra debidamente justificada, toda vez que la contratación fue requerida por el Activo de Produce Abkatún Pol Chuc perteneciente a la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, el cual dentro de las Bases de Usuario de julio 2015 emitidas para la contratación de esta expone lo siguiente:

"4.-Justificación e implicación de la obra.

La plataforma de producción, Abkatun-A1 (PB-AbK-A1) permitirá restituir la capacidad de manejo y procesamiento de aceite-gas-agua de los campos Caan, Taratunich, Abkatun, Kanaab, Ixtal, Onel y Manik, además del aceite de Pol-A (Pol y Batab) y del aceite de Litoral (Och, Uech y Kax) y de la producción del campo Kuil.

El gas separado se enviará la plataforma de compresión CA-Abk-A del mismo complejo para su acondicionamiento y envío a Atasta.

En esta nueva plataforma se deberán integrar los servicios necesarios para garantizar la operación continua, segura y confiable del complejo Abkatún.

La construcción e instalación de la plataforma de producción Abk-A7 (PB-Abk-A2) es de alta prioridad en la estrategia de PEMEX Exploración y Producción para garantizar el cumplimiento de los compromisos establecidos en la exportación de crudo costa fuera en volumen y calidad."

Indicó, que mediante el documento denominado "Modelo de contratación simplificado por estrategia autorizada por el Grupo de Abastecimiento Estratégico (GAE)" de fecha 18 de marzo de 2016, se justifica en el rubro V.2 Justificación de la necesidad de la contratación, en el cual se exponen las circunstancias por las que el requerimiento de la contratación de la plataforma es necesario, y del cual incorporó un extra "V.2. Justificación de la necesidad de la contratación."

V.2.7 Circunstancias por las que se hace necesario realizar la contratación.

Pemex Exploración y Producción tiene el compromiso de entregar crudo Maya de 21° API, 800 MBPD, para exportación vía costa afuera de los campos de los Activos de Producción Cantarell y Ku Maloob Zaap.

Continuó diciendo que algunos volúmenes de crudo de los campos de la Región Marina Noreste (RMNE) tienen niveles de API de 73 a 77 grados, es preciso mejorar su calidad con base en el mezclado con crudo ligero de 37° API que se envía de los campos de la Región Marina Suroeste (RMSO) y que la salida de operación de la Plataforma Abkatún-A Permanente derivada del incendio que se suscitó el 7 de abril del 2015 en dicha plataforma, ha complicado esta logística en un nivel de alta vulnerabilidad para completar la cuota establecida, con el incumplimiento y merma en ingresos de divisas consecuentes. Por lo anterior, es de urgencia estratégica implementar lo necesario para que las instalaciones de la RMSO recuperen la capacidad de procesamiento que asegure nuevamente el suministro continuo de 200-220 MBPD de crudo ligero a la Región Marina Noreste. Para ello, la Subdirección de Producción de la Región Marina Suroeste (actualmente Subdirección de Producción Aguas Someras), proyectó la construcción e instalación de la Plataforma de Producción Abkatun-A2 (PB-Abk-A2), la cual manejará una producción máxima de 220 MBPD de aceite y 352 MMPCSD de gas en dos trenes de separación (A y B), integrando además cualquier infraestructura de proceso y servicios que se prevea necesaria en el área para garantizar la operación confiable y segura planeada.

Aclaró también que no es ámbito de su responsabilidad el manejo de la producción y/o operación de la plataforma PB-ABK-A2; sin embargo, informó que los volúmenes indicados por la autoridad fiscalizadora se encuentran dentro de los rangos de diseño de la plataforma; asimismo, reiteró que los equipos instalados cumplen con el volumen de manejo máximo

contratado de 352 M Mpcd de gas y 220 Mbpd de petróleo, siendo responsabilidad directa del Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc el manejo de volumen de producción.

Señaló que los equipos turbocompresores con tags PA-3200A, PA-32008 y PA-3200C, y los equipos compresores de vapor con tags PA-3202A y PA-3202R, registran periodos de inactividad debido a reparaciones y mantenimientos, posteriores a la firma del acta de entrega-recepción y aclara que el mantenimiento es responsabilidad del área usuaria u operativa de acuerdo con lo indicado en los manuales de operación y mantenimiento de los equipos.

Además, informó que para los turbocompresores se realizaron 6 reclamos al contratista por garantías de vicios ocultos los cuales se atendieron el 5 y el 1 se encuentra en proceso de atención, y para las unidades recuperadoras de vapor se realizaron 2 reclamos al contratista por garantías de vicios ocultos los cuales ya fueron atendidos, por lo que adjuntó las fichas de cierre.

Una vez analizada y evaluada la información y documentación recibida, la Auditoría Superior de la Federación considera no atendida la observación, en virtud de que la entidad fiscalizada no proporcionó información y documentación adicional por parte del área competente o responsable del manejo de la producción que justifique la diferencia de volumen que debe manejar la plataforma, para cumplir con los alcances contratados y las metas e indicadores del proyecto, en comparación con el volumen de producción que manejan los equipos instalados actualmente, los cuales sólo son del 33.52% de aceite y 46.81% de gas, respecto a los volúmenes de 352 [MMpcd] de gas y un volumen de 220 [Mbpd] de petróleo que se enunciaron en las metas e indicadores del proyecto que impactan la contratación para cumplir con los compromisos de exportación de crudo en volumen y calidad. Tampoco proporcionó información del reclamo que realizó a un turbocompresor, sin precisar el número de tag de dicho equipo y si está en proceso de atención.

2019-6-90T9G-22-0392-01-003 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, a través de la Dirección Corporativa de Procura y Abastecimiento y el Grupo de Abastecimiento Estratégico, implemente mecanismos de control que le permitan verificar y asegurar que las necesidades de contratación, los indicadores y metas de los proyectos, los alcances de los modelos de contratación y los propios contratos de ejecución sean factibles de cumplir y llevar a cabo; asimismo supervisar y verificar que todo lo anterior se cumpla al término de los proyectos, y en su caso, se sancione a los servidores públicos que soliciten y administren recursos económicos que no lleven al cumplimiento de los objetivos para los que se destinaron.

2019-9-90T9N-22-0392-08-002 **Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria**

La Auditoría Superior de la Federación emite la Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria para que la Unidad de Responsabilidades en Petróleos Mexicanos o su

equivalente realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente por las irregularidades de los servidores públicos que, en su gestión, justificaron la necesidad de contratación y establecieron indicadores, alcances y metas para el proyecto del "diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de la plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2)", la cual debía manejar una producción máxima de 352 [MMpcd] de gas y de 220 [Mbbpd] de petróleo; sin embargo, al término de los trabajos aceptaron y recibieron la plataforma antes mencionada con una máxima capacidad instalada de 225 [MMpcd] de gas y un volumen máximo de 105 [Mbbpd] de petróleo, es decir, sólo maneja el 33.52% y 46.81%, respecto a la necesidad y alcance de su contratación. Adicionalmente, se constató que los equipos turbocompresores con tags PA-3200A, PA-3200B y PA-3200C, y los equipos compresores de vapor con tags PA-3202A y PA-3202R, registran periodos de inactividad debido a reparaciones y mantenimientos, posteriores a la firma del acta de entrega-recepción sin que justifiquen dichas reparaciones y mantenimientos; además, no aplicaron las garantías por defectos y vicios ocultos de los trabajos y cualquier otra responsabilidad por trabajos mal ejecutados, mala calidad, pagos indebidos y por cualquier otro concepto a que PEP tenga derecho, de acuerdo con lo establecido en el contrato y sus anexos. Cabe mencionar que el compresor con tag PA-3202A estaba en reparación cuando se firmó el acta de entrega-recepción de los trabajos, en incumplimiento de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículo 134, párrafo primero; de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, artículo 7, fracciones I y VI; de la Ley General del Sistema Nacional Anticorrupción, artículo 5; de la Ley de Petróleos Mexicanos, artículo 75; de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, artículo 57, incisos c, p, q y r; de las Políticas y Lineamientos para Procura y Abastecimiento, sección IV.1; del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, artículo 44, fracciones II, III, V, VI, VII, X, XVI y XLV; del Modelo de Contratación Simplificado por Estrategia autorizada por el GAE, numerales I.2, II, V.2, V.2.1, V.3.3 y V.4.8, del Anexo B "especificaciones generales" cláusulas 2.1 Alcance general de los trabajos y 4.6 Recepción de los trabajos, del Anexo B-1 "especificaciones particulares", y del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, cláusulas 5 Garantía de la obligación de responder por defectos y vicios ocultos, 15 Obligaciones del contratista, 18 Recepción de los trabajos y 21 Verificación y supervisión de los trabajos..

8. Con el análisis del contrato de obra a precio mixto núm. 640836802, que fue adjudicado mediante invitación restringida a cuando menos tres personas internacional y que tiene por objeto el "diseño, ingeniería, procura, construcción, transporte, instalación, pruebas y puesta en operación de la plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2)", se determinó que la entidad fiscalizada realizó pagos fuera de norma por 39,190.4 miles de pesos más 8,460.5 miles de dólares, desglosados de la manera siguiente: 12,247.0 miles de pesos más 2,643.9 miles de dólares en la partida núm. II.5.1 Sistema de separación y rectificación de primera etapa, trenes "A" y "B", con núms. de tag FA-3101 y FA-3102 que fue pagada en los momentos de pago núms. 101, 102, 103, 104 y 105; y 26,943.4 miles de pesos más 5,816.6 miles de dólares en la partida núm. II.5.2 Sistema de calentamiento, separación y rectificación de segunda etapa, trenes "A" y "B", con núms. de tag FA-3105 y FA-3106 que fue pagada en los momentos de pago núms. 106, 107, 108, 109 y 110, debido a que los trenes de separación

A y B que fueron pagados en los años 2017, 2018 y 2020, no tienen la capacidad instalada para cumplir con la capacidad de procesamiento de producción de 352 [MMpcd] de gas y un volumen de 220 [Mbpd] de petróleo, establecido en el alcance de contratación, con las metas e indicadores del proyecto y el diseño, ingeniería, procura, construcción e instalación de la plataforma de producción Abkatún-A2 (PB-ABK-A2), debido a que los equipos ya instalados sólo manejan una producción máxima de 225 [MMpcd] de gas y 105 [Mbpd] de petróleo, es decir una diferencia del 63.92% y 52.27%, respectivamente, de lo originalmente contratado, por lo que al instalar equipos que no cumplen con lo contratado, los recursos económicos de los que dispuso la entidad, no se administraron con eficiencia, eficacia y economía, y tampoco se aseguraron al Estado las mejores condiciones en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes de acuerdo con la naturaleza de la contratación.

En respuesta y como acción derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 9 de septiembre de 2020 formalizada con el acta núm. 002/CP2019, la Gerente de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos, con los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GEIR/1199/2020 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1234/2020, del 22 y 29 de septiembre de 2020, respectivamente, remitió diversa información y documentación de la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción mediante la cual informó lo siguiente:

Aclara que dichas partidas fueron debidamente gestionadas a través de la estimación correspondiente, toda vez que dichos equipos si cumplen con la capacidad para el manejo de volumen máximo requerido en los anexos del contrato, mismos que fueron supervisados por la Certificación de Campo de PEP, quienes tienen esa facultad para verificar el cumplimiento técnico de los equipos, lo cual se avala a través de los generadores de obra, para el trámite de autorización de estimaciones respectivas. Por lo anterior, para comprobar que fue estrictamente revisado y que efectivamente se cumpliera con las capacidades, especificaciones particulares contractuales y alcances considerados en el contrato y sus anexos, la certificación de campo verificó la capacidad de manejo de los 3 (tres) compresores de gas de baja presión de 75 MMpcd cada uno y un separador-rectificador de primera etapa en el tren "A" del cual se obtiene un volumen máximo de 173 MMpcd, con lo que se obtiene un volumen de manejo máximo de $398 \text{ MMpcd} (75 \times 3) + 225 = 398 \text{ MMpcd}$, con lo cual supera el volumen máximo de manejo de gas requerido contractualmente de 352 MMpcd de gas. Asimismo, se instalaron 5 bombas de transferencia de crudo con una capacidad de manejo de 50 Mbpd cada una, con lo que se obtiene un volumen máximo de manejo de $250 \text{ Mbpd} (50 \times 5) = 250 \text{ Mbpd}$, con lo cual supera el manejo máximo de volumen de aceite contratado de 220 Mbpd de petróleo y 2 separadores de primera etapa para 228 Mbpd con lo cual se cumple con el volumen indicado contractualmente de 220 Mbpd de petróleo, asimismo se anexa la información relacionada a la capacidad de manejo de procesamiento de gas y crudo.

Señaló que, en lo que corresponde al manejo de la producción de la plataforma, la residencia administrativa y la certificación de campo no tienen responsabilidad; sin embargo, informó que los volúmenes indicados por la autoridad fiscalizadora se encuentran dentro de los rangos

de diseño de la plataforma. Asimismo, reiteró que los equipos instalados cumplen con el volumen de manejo máximo contratado de 352 MMpcd de gas y 220 Mbpd de petróleo, siendo responsabilidad directa del Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc el manejo de volumen de producción.

Con base en todo lo antes manifestado, la residencia administrativa, en el ámbito de su responsabilidad, aclaró que no realizó pagos fuera de norma, ya que dichos pagos se realizaron en apego a lo contractualmente convenido y una vez que fueron concluidos los trabajos, con base en los numerales de las partidas del Anexo "C" y "B-1", los cuales cumplen con las especificaciones requeridas en la ingeniería de detalle y alcances del contrato.

Una vez analizada y evaluada la información y documentación recibida, la Auditoría Superior de la Federación, considera atendida la observación, en virtud de que la entidad fiscalizada proporcionó información y documentación adicional que demuestra que los equipos instalados cumplen con la capacidad de diseño y especificaciones requeridas en la ingeniería de detalle y alcances del contrato de obra núm. 640836802.

Montos por Aclarar

Se determinaron 620,576,082.45 pesos pendientes por aclarar.

Buen Gobierno

Impacto de lo observado por la ASF para buen gobierno: Planificación estratégica y operativa.

Resumen de Resultados, Observaciones y Acciones

Se determinaron 8 resultados, de los cuales, uno fue solventado por la entidad fiscalizada antes de la emisión de este Informe. Los 7 restantes generaron:

3 Recomendaciones, 2 Promociones de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria y 3 Pliegos de Observaciones.

Dictamen

El presente dictamen se emite el 16 de octubre de 2020, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar y verificar la gestión financiera de los recursos federales canalizados al proyecto, a fin de comprobar que las inversiones físicas se programaron, presupuestaron, ejecutaron y pagaron conforme a la legislación y normativa aplicables, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, Pemex Exploración y Producción no cumplió las disposiciones legales y normativas aplicables en la materia, entre cuyos aspectos observados destacan los siguientes:

- No cumplió con la programación de los trabajos, ya que desde el inicio del contrato se ha prorrogado el programa de ejecución de los trabajos y fechas críticas de los mismos, debido a riesgos no considerados en la estrategia de contratación.
- Carece de la documentación oficial que acredite la validación y autorización presupuestal de erogaciones por un monto de 198,743.2 miles de pesos.
- Realizó modificaciones contractuales fuera de norma, debido a que no se soportaron debidamente mediante la documentación suficiente y necesaria los cambios convenidos.
- Omitió asignar al contratista las cédulas del programa, obra y/o acción (PROA) correspondientes por el importe total de las aportaciones requeridas, así como supervisar y dar seguimiento a los trabajos al amparo de las cédulas del PROA asignadas a efecto de cumplir en tiempo y forma con los fines del programa de apoyo a la comunidad y medio ambiente (PACMA).
- Pagos fuera de norma por un monto de 34,172.2 miles de pesos, debido a que se detectaron diferencias en los horarios de suspensión de actividades reportados en las notas de bitácora y en los reportes diarios de actividades costa afuera.
- No comprobó la aplicación de penalizaciones a la contratista por un importe de 26,250.0 miles de dólares (505,622.3 miles de pesos al tipo de cambio promedio anual para 2019 de 19.2618 pesos por dólar) por el atraso en el cumplimiento de la fecha programada de terminación total de los trabajos.
- La plataforma de producción Abkatun-A2 (PB-ABK-A2) no cumple con la capacidad de procesamiento de producción establecido en el alcance de su contratación, con las metas e indicadores del proyecto y su diseño, ingeniería, procura, construcción e instalación y no justificaron la necesidad de su contratación.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Ing. Ernesto Rodríguez Morales

Arq. José María Noguera Solís

Firma en ausencia del Director de Auditoría "D4", con fundamento en lo dispuesto por el artículo 65 del Reglamento Interior de la Auditoría Superior de la Federación

Firma en suplencia por ausencia del Director General de Auditoría de Inversiones Físicas Federales, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 65 del Reglamento Interior de la Auditoría Superior de la Federación

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar que la programación y presupuestación de los trabajos se realizaron de conformidad con la legislación y normativa aplicables.
2. Verificar que la ejecución y pago de los trabajos se realizaron de conformidad con la legislación y normativa aplicables.

Áreas Revisadas

Gerencia de Contrataciones para Confiabilidad y Logística, Gerencia de Mantenimiento y Confiabilidad de Instalaciones Marinas, Área de Ingeniería de Costos y la Subdirección de Servicios a la Explotación.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: artículo 134, párrafo primero
2. Ley General de Responsabilidades Administrativas: artículo 7, fracciones I y VI
3. Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: artículo 66, fracción III
4. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, artículos 35, 41, fracción II, incisos g) y h), 45, párrafos cuarto y quinto, fracción III, y 50, fracciones III y IV; del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, artículos 43, fracción III, 147, fracción I, inciso d); de la Ley de Petróleos Mexicanos, artículos 102, fracciones I y II, inciso c), y 103; de las Disposiciones Generales de Contratación

para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, artículo 3, fracciones V y VI, 39, párrafo segundo, 57, inciso r); de los Lineamientos Generales de Procura y Abastecimiento, de los lineamientos II.1.1, inciso c) y II.1.2, párrafo segundo; del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, de los artículos 88, fracción I, y 92, fracción VI; de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, artículo 7, fracciones I y VI

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones y Recomendaciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover o emitir las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.