



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.15.001/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA LA PROPUESTA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y PUNTO DE MEDICIÓN PROVISIONAL RESPECTO DEL CONTRATO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS DERIVADO DEL PROCEDIMIENTO DE MIGRACIÓN DE LAS ASIGNACIONES A-0120-M-CAMPO EK Y A-0039-M-CAMPO BALAM, EN TÉRMINOS DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.

RESULTANDO

PRIMERO.- Que el 11 de agosto de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) los decretos por los que se expidieron las leyes de Hidrocarburos y de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, entre otros.

SEGUNDO.- Que a partir de la entrada en vigor de las leyes referidas, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) se le confirieron nuevas atribuciones, entre las que se encuentra la de emitir la regulación y supervisar su cumplimiento por parte de los Asignatarios, Contratistas y Autorizados en las materias de su competencia, incluyendo la medición de la producción de hidrocarburos, considerando, al menos, la instalación y verificación de los sistemas de medición de acuerdo con estándares internacionales y que los mismos sean auditables por terceros con reconocida experiencia internacional. Lo anterior, de conformidad con el artículo 43, fracción I, inciso h, de la Ley de Hidrocarburos.

Asimismo, el artículo 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos establece que la Comisión tiene las demás atribuciones que se prevean en los propios Contratos para la Exploración y Extracción y en las leyes aplicables.

TERCERO.- Que el 29 de septiembre de 2015, la Comisión publicó en el DOF los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (Lineamientos Técnicos), emitidos en ejercicio de sus atribuciones previstas en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y demás normativa aplicable.

Asimismo, el Órgano de Gobierno de la Comisión modificó los Lineamientos Técnicos, mediante Acuerdos CNH.E.02.001/16 y CNH.E.29.002/16, publicados en el DOF los días 11 de febrero y 2 de agosto de 2016, respectivamente, los cuales se transcriben a continuación:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- I. ACUERDO CNH.E.02.001/16, mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 43, fracción II y 46, primer párrafo y adiciona el transitorio séptimo a los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, publicados el 29 de septiembre de 2015.
- II. ACUERDO CNH.E.29.002/16 mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 42 y 43 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

CUARTO.- Que el 13 de noviembre de 2015, la Comisión en ejercicio de sus facultades previstas en el artículo 43, fracción I, inciso c), de la Ley de Hidrocarburos, para expedir regulación y supervisar su cumplimiento por parte de los Asignatarios, Contratistas y Autorizados en materia de su competencia, incluyendo la elaboración de los respectivos Planes para el dictamen a que se refiere el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, publicó en el DOF los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones (Lineamientos de Planes).

QUINTO.- Que el 30 de noviembre de 2016, el Órgano de Gobierno de la Comisión, mediante la Resolución CNH.E.70.001/16, emitió el dictamen técnico respecto del proyecto de plan provisional derivado del proceso de migración de las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, a un solo Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, conforme a lo establecido en el artículo 24 de los Lineamientos de Planes.

En la referida Resolución, se estableció en el Considerando QUINTO y Resolutivo PRIMERO, lo siguiente:

*"QUINTO.- Que derivado de lo expuesto en el Considerando CUARTO anterior, se concluye que el Plan provisional presentado materia de la presente Resolución resulta técnicamente viable, en atención a que las actividades propuestas permitirán dar continuidad operativa de producción al Área de las Asignaciones motivo de la migración; (...)
(...)"*

En consecuencia, y atendiendo al marco jurídico aplicable, el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por unanimidad de votos:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESUELVE

PRIMERO.- Aprobar el Plan provisional presentado por PEP para las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, toda vez que el mismo resulta viable, ya que las actividades propuestas permitirán dar continuidad operativa de producción, en los términos previstos en el Considerando QUINTO de la presente Resolución”.

SEXTO.- Que el 13 de enero de 2017, mediante oficio 500.011/2017, la Secretaría de Energía remitió a la Comisión la información necesaria para la suscripción del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida (aguas someras) de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam (Contrato), derivado del procedimiento de migración realizado en términos de lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento.

Dentro de la información antes referida se remitieron a esta Comisión, los Términos y Condiciones Técnicos del Contrato, es decir, el contenido y las cláusulas del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, según se define en el artículo 3, fracción XII del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. Dichos Términos y Condiciones fueron determinados por la Secretaría de Energía y aceptados por Pemex Exploración y Producción (PEP), conforme a lo previsto en el artículo 31 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Asimismo, la Secretaría de Energía remitió a la Comisión modificaciones al Contrato, así como su versión final, mediante oficios 500.106/17 y 500.130/17, del 6 y 27 de abril de 2017, respectivamente.

SÉPTIMO.- Que el 27 de febrero de 2017, mediante oficio PEP-DG-SAP-GCR-061-2017, Pemex, a través de PEP, presentó para aprobación de la Comisión, una propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual Ek-Balam (Área Contractual).

Lo anterior, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos:

“Artículo 42. De los Mecanismos de Medición. Como parte de los planes y para efectos de evaluación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión la información siguiente:

- I. (...)
- II. (...)



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- III. (...)
- IV. (...)
- V. (...)
- VI. (...)
- VII. (...)
- VIII. (...)
- IX. (...)
- X. (...)
- XI. (...)
- XII. (...)
- XIII. (...)
- XIV. (...)

Tratándose de Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición conforme a los planes respectivos, el licitante ganador, el operador designado con motivo de un proceso de migración o el Operador Petrolero, según corresponda, podrá presentar a consideración de la Comisión, con 15 días hábiles de anticipación al inicio de las actividades de Extracción, una propuesta de Punto de Medición provisional, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.

En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, su identificación, ubicación, el Responsable Oficial, así como un mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

Para la evaluación y, en su caso, aprobación de la Medición de Hidrocarburos en los Contratos a que se refieren los dos párrafos anteriores, la Comisión verificará la suficiencia y congruencia de la propuesta."

OCTAVO.- Que mediante oficio 250.083/2017 del 13 de marzo de 2017, la Comisión previno a PEP para que remitiera diversas aclaraciones y precisiones respecto de la información presentada por esa empresa productiva del Estado, subsidiaria de Petróleos Mexicanos, en relación a su propuesta de Punto de Medición provisional.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

NOVENO.- Que mediante oficio PEP-DG-SAT-GCR-167-2017, recibido en la Comisión el 23 de marzo de 2017, PEP atendió la prevención referida en el Resultando inmediato anterior de la presente Resolución.

DÉCIMO.- Que el 27 de marzo de 2017, se llevó a cabo una reunión de trabajo entre servidores públicos de la Comisión y de PEP con el objeto de que estos últimos realizaran diversas aclaraciones respecto de la información presentada por PEP, en relación a su propuesta de Punto de Medición provisional.

DÉCIMO PRIMERO.- Que de acuerdo con la información remitida por PEP a la Comisión, mediante oficio 250.105/2017 de fecha 5 de abril de 2017, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 43 de los Lineamientos Técnicos, esta última solicitó a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público su opinión en relación con la ubicación del Punto de Medición provisional propuesta por PEP.

Lo anterior, tomando en consideración que la modalidad del Contrato es de producción compartida y, por consiguiente, los hidrocarburos que conforme al mismo correspondan al Estado, deben ser entregados para su enajenación al comercializador del Estado.

DÉCIMO SEGUNDO.- Que el 10 de abril de 2017, mediante oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-221-2017, PEP remitió a la Comisión una modificación a la información presentada respecto de la determinación del precio del petróleo del Área Contractual.

Derivado de lo anterior, mediante oficio 250.111/2017, la Comisión remitió a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público un alcance al oficio a que se hace referencia en el Resultando DÉCIMO PRIMERO de la presente Resolución, incluyendo la modificación de la información referida en el párrafo anterior.

DÉCIMO TERCERO.- Que mediante oficio 352-A-045, de fecha 17 de abril de 2017, y en atención a los oficios 250.105/2017 y 250.111/2017, referidos en los Resultandos DÉCIMO PRIMERO y DÉCIMO SEGUNDO anteriores, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público manifestó estar de acuerdo con la ubicación del Punto de Medición provisional propuesto por PEP, tal y como se cita a continuación:

“El mecanismo de determinación del valor de los hidrocarburos en el punto de medición provisional sugerido cumple con los requerimientos de esta Secretaría y, por tanto se está de acuerdo con la ubicación del Punto de Medición provisional propuesto para la migración referida.”



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

DÉCIMO CUARTO.- Que derivado de la documentación referida en los Resultandos anteriores, la Comisión debe evaluar el Punto de Medición provisional del Área Contractual, presentado por PEP en términos de lo dispuesto por el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, y

CONSIDERANDO

PRIMERO.- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para evaluar y en su caso aprobar la Medición de los Hidrocarburos respecto del Área Contractual, así como el Punto de Medición provisional propuesto por el Contratista, en términos de lo dispuesto por los artículos 1, 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 3, 5, 7, 31, fracción XII, 43, fracción I, inciso h, 44, 131, de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 5, 10, 22, fracciones I, III, IV, X, XXIV y XXVII, 38, fracciones I y III y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 3, fracciones XXV y XXXVII, 42, 43 y demás relativos de los Lineamientos Técnicos y 1, 10, fracción I, 11, 13, fracciones XI y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

SEGUNDO.- Que en términos del párrafo cuarto del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, son áreas estratégicas las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos y sólo la Nación los llevará a cabo por conducto de Asignatarios y Contratistas.

TERCERO.- Que la Comisión es un órgano regulador coordinado en materia energética con autonomía técnica, operativa y de gestión, cuenta con personalidad jurídica y puede disponer de los ingresos derivados de los derechos y los aprovechamientos que se establezcan por los servicios que presta conforme a sus atribuciones y facultades.

Lo anterior, de conformidad con lo establecido en los artículos 3 y 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

CUARTO.- Que es facultad de la Comisión regular y supervisar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, entre ellas, la Medición de la producción de los Hidrocarburos y vigilar el cumplimiento de la regulación y de las disposiciones administrativas aplicables.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Lo anterior, conforme lo establecen los artículos 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos, así como 4, 22, fracción II y 38, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

QUINTO.- Que los Términos y Condiciones Técnicos del Contrato establecidos por la Secretaría de Energía y aceptados por PEP, referidos en el Resultando SEXTO de la presente Resolución, se establece la obligación de PEP de contar con un Programa Provisional que permita dar continuidad operativa a las actividades de Extracción en el Área Contractual, conforme a lo siguiente:

4.1 Programa Provisional.

El Contratista deberá implementar, a partir de la Fecha Efectiva (el "Programa Provisional") previamente aprobado por la CNH que deberá: (i) incluir una propuesta de actividades que permitan dar continuidad operativa a las actividades de Extracción en dichos Campos durante el primer Año a partir de la Fecha Efectiva y (ii) definir los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos en el Área Contractual de conformidad con la Normatividad Aplicable.

[Énfasis añadido]

SEXTO. Que PEP cuenta con un Plan Provisional aprobado por la Comisión mediante Resolución CNH.E.70.001/16 referida en el Resultando QUINTO de la presente, en la cual el Órgano de Gobierno de la Comisión resolvió que la propuesta de PEP resultaba viable, toda vez que las actividades propuestas permitirán dar continuidad operativa de producción en el Área Contractual.

Por lo anterior, se considera factible determinar que toda vez que la Comisión ha aprobado un Plan Provisional y éste permite dar continuidad operativa a las actividades de extracción, en el Área Contractual, se da pleno cumplimiento a lo establecido en la cláusula 4.1, inciso (i) del Contrato, resultando necesario que PEP cuente con los procedimientos de entrega y recepción de hidrocarburos en el Área Contractual, a los que se hace referencia en el inciso (ii) de la referida cláusula 4.1 del Contrato.

SÉPTIMO.- Que de una interpretación sistemática de los Lineamientos Técnicos, se advierte que los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos forman parte de los Mecanismos de Medición, por lo que conforme al artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, PEP tiene la obligación de presentar los Mecanismos de Medición y por tanto los



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos, hasta la presentación del Plan de Desarrollo respectivo.

Lo anterior, en atención a las siguientes consideraciones:

- I. El Órgano de Gobierno es competente para interpretar los Lineamientos Técnicos, en términos de los artículos 22, fracción IV, 24, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, artículo 13, fracción IV, letra d, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- II. El artículo 42 de los Lineamientos Técnicos establece lo siguiente:

Artículo 42. *De los Mecanismos de Medición. Como parte de los planes y para efectos de evaluación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión la información siguiente:*

- XV. (...)
- XVI. (...)
- XVII. (...)
- XVIII. (...)
- XIX. (...)
- XX. (...)
- XXI. (...)
- XXII. (...)
- XXIII. (...)
- XXIV. (...)
- XXV. (...)
- XXVI. (...)
- XXVII. (...)
- XXVIII. (...)

Tratándose de Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición conforme a los planes respectivos, el licitante ganador, el operador designado con motivo de un proceso de migración o el Operador Petrolero, según corresponda, podrá presentar a consideración de la Comisión, con 15



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

días hábiles de anticipación al inicio de las actividades de Extracción, una propuesta de Punto de Medición provisional, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.

En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, su identificación, ubicación, el Responsable Oficial, así como un mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

Para la evaluación y, en su caso, aprobación de la Medición de Hidrocarburos en los Contratos a que se refieren los dos párrafos anteriores, la Comisión verificará la suficiencia y congruencia de la propuesta.

[Énfasis añadido]

- III. Conforme al artículo 3, fracción XXV, de los Lineamientos Técnicos, los Mecanismos de Medición son:

Artículo 3. De las definiciones. (...)

(...)

XXV. Mecanismos de Medición. Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia.

[Énfasis añadido]

En este sentido, se observa que los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos que debe implementar PEP, conforme al Contrato, forman parte de los Mecanismos de Medición a que se hace referencia el artículo 3, fracción XXV de los Lineamientos Técnicos, tal como se señala en el párrafo anterior.

Por lo anterior, y en términos del artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, con la evaluación y, en su caso, aprobación de la Medición de Hidrocarburos y el Punto de Medición provisional, PEP podrá dar cumplimiento a lo establecido en la cláusula 4.1 del Contrato.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

OCTAVO.- Que los Lineamientos Técnicos establecen que el Punto de Medición es aquel punto determinado por la Comisión en el Dictamen Técnico que emita respecto de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción en el cual se lleve a cabo la medición y determinación de la calidad así como la determinación de los precios por cada tipo de Hidrocarburo extraído al amparo de una Asignación o Contrato.

Lo anterior, conforme a lo previsto en los artículos 3, fracción XVII, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 3, fracción XXXVII y 43, fracción IV, de los Lineamientos Técnicos.

NOVENO.- Que conforme a lo establecido en el artículo 43, fracción IV, de los Lineamientos Técnicos, la Comisión podrá considerar la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición.

De manera particular, y tomando en consideración que la modalidad del Contrato es de producción compartida y, por consiguiente, los hidrocarburos que conforme al mismo correspondan al Estado, deben ser entregados para su enajenación al comercializador del Estado, la Comisión solicitó opinión a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público respecto a la ubicación del Punto de Medición provisional, en términos de lo establecido en los Lineamientos Técnicos.

DÉCIMO.- Que hasta en tanto PEP implemente los Puntos de Medición y Mecanismos de Medición aprobados en los planes respectivos, éste podrá presentar a consideración de la Comisión, una propuesta de Punto de Medición provisional del Área Contractual, toda vez que ésta cuenta con campos en producción, al momento de que en su caso, se suscriba el Contrato.

Para efectos de lo anterior, y conforme al citado artículo 42, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener cuando menos, los elementos siguientes:

- I. Identificación y ubicación del Punto de Medición;
- II. Responsable Oficial, y
- III. Mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

DÉCIMO PRIMERO.- Que tal y como se refiere en el **Anexo 1, Dictamen Técnico. Propuesta de Punto de Medición provisional respecto del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de las Asignaciones A-0120-M-**



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam. Medición de Gas y Condensado y el Anexo 2, Dictamen Técnico. Propuesta de Punto de Medición provisional respecto del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam. Medición de Líquidos, (en adelante, Dictámenes), los cuales forman parte integrante de la presente Resolución, la Comisión, a través de la Dirección General de Medición, llevó a cabo la evaluación técnica de la información remitida por PEP.

Derivado de la citada evaluación, se concluyó lo siguiente:

- I. Se identificó y se ubicó el Punto de Medición provisional en el Centro de Proceso Akal-C, específicamente en la plataforma de producción Akal-C1 para medición de aceite y en la plataforma de compresión Akal-C6, para la medición de gas y condensado.
- II. Se designó al Ing. Edmundo Alonso Montes Payán como Responsable Oficial para la Medición de los Hidrocarburos en el Área Contractual;
- III. Se estableció que el sistema para la medición, determinación o, en su caso, asignación del volumen, calidad y precios de los Hidrocarburos provenientes del Área Contractual se llevará a cabo conforme a los procedimientos de la medición volumétrica del hidrocarburo líquido, gas y condensado, así como a los procedimientos de asignación de la producción a partir de la medición volumétrica del hidrocarburo líquido, gas y condensado presentados por PEP.

Lo anterior, toda vez que conforme a los Dictámenes, se está en posibilidad de llevar a cabo la medición así como la determinación del volumen, calidad y precio, conforme a lo siguiente:

- a. Volumen: Se realizará con base en la norma API MPMS 12.2.2 en los sistemas de medición del tipo Referencial y Fiscal y la norma API 20.1 para su factor de encogimiento para líquidos y las normas AGA3 medición por placa de oficio para gas, API MPMS 21.1 Medición electrónica de gas.
- b. Calidad: Conforme a las normas para líquidos ASTM D-4057 Práctica de muestreo, ASTM D-1298 Densidad relativa, ASTM D-3230 Salinidad, ASTM D-664 PH, ASTM D-4007 Agua y sedimento y ASTM D-4006 Agua en petróleo. Conforme a las normas para gas ASTM D-4057 Prácticas de Muestreo y ASTM D-1945 Cromatografía de gas.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- c. Precio: La determinación del precio corresponde al proceso que efectivamente requiere el hidrocarburo del Contratista desde el Punto de Medición Provisional hasta el Punto de Venta.

Aunado a lo anterior, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, manifestó estar de acuerdo con la ubicación del Punto de Medición provisional presentado por PEP, toda vez que dicha Secretaría señaló que el mecanismo de determinación del valor de los hidrocarburos en dicho punto de medición provisional cumple con los requisitos de esa Secretaría, tal y como se refirió en el Resultando DÉCIMO CUARTO de la presente Resolución.

DÉCIMO SEGUNDO.- Que derivado de la interpretación y evaluación contempladas en los Considerandos SÉPTIMO, DÉCIMO y DÉCIMO PRIMERO de la presente Resolución, se concluye lo siguiente:

- I. Se considera técnicamente viable la Medición de Hidrocarburos y el Punto de Medición provisional propuesto por PEP y se da por atendido el requerimiento de definición de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos que forman parte de los Mecanismos de Medición, en términos de la cláusula 4.1 del Contrato. Lo anterior, en virtud de que conforme al artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, PEP puede llevar a cabo la Medición de los Hidrocarburos mediante un Punto de Medición Provisional y, por lo tanto, tiene la obligación de presentar los Mecanismos de Medición, incluyendo los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos, hasta la presentación del Plan de Desarrollo respectivo.
- II. La Medición propuesta en el sistema para la medición, determinación, o en su caso, asignación del volumen, calidad y precios de los Hidrocarburos provenientes del Área Contractual, es viable hasta en tanto se implementen los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición aprobados por la Comisión en el Plan de Desarrollo respectivo.

Lo anterior, de conformidad con lo señalado en los Considerandos SÉPTIMO, DÉCIMO y DÉCIMO PRIMERO de la presente Resolución.

En consecuencia, atendiendo al marco jurídico aplicable, el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por unanimidad de votos:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESUELVE

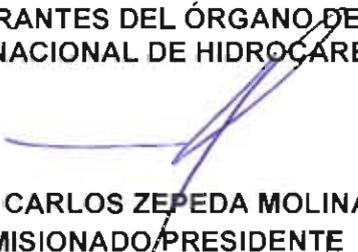
PRIMERO.- Se aprueba la Medición de Hidrocarburos así como el Punto de Medición provisional presentado por PEP para el Área Contractual, con lo cual se da por atendida la definición de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos a que se refiere el Contrato. Lo anterior, conforme a lo señalado en los Considerandos DÉCIMO PRIMERO y DÉCIMO SEGUNDO de la presente Resolución.

SEGUNDO.- Notifíquese el contenido de la presente Resolución a PEP para los efectos legales a que haya lugar.

TERCERO.- Inscribese la presente Resolución CNH.E. 15.001/17 en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, conforme a lo dispuesto por el artículo 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CIUDAD DE MÉXICO, A 28 DE ABRIL DE 2017.

COMISIONADOS INTEGRANTES DEL ÓRGANO DE GOBIERNO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS


JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO/PRESIDENTE


ALMA AMÉRICA PORRES LUNA
COMISIONADA


NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO


HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX
COMISIONADO


HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

**Propuesta de Punto de Medición provisional
respecto del Contrato para la Extracción de
Hidrocarburos derivado del procedimiento
de migración de las Asignaciones A-0120-M-
Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam**

Medición de Gas y Condensado

Abril 2017

A small, handwritten signature in blue ink, appearing to be the initials 'JA'.

A larger, handwritten signature in blue ink, written in a cursive style.

Contenido

| | | |
|------|---|----|
| I. | Introducción | 3 |
| I. | Área Contractual Ek-Balam | 6 |
| II. | Criterios técnicos para la evaluación del Punto de Medición provisional | 7 |
| III. | Evaluación de la Propuesta del Punto de Medición provisional del Área Contractual. | 8 |
| a. | Descripción del proceso de Distribución de Gas, desde el Área Contractual al Punto de Medición..... | 8 |
| b. | Propuesta de medición y Ubicación del punto de medición | 12 |
| c. | Procedimiento para la determinación volumétrica y asignación de los hidrocarburos- gas y condensado | 15 |
| d. | Proceso para determinar el precio de los hidrocarburos- gas y condensado- en el Punto de Medición Akal-C..... | 17 |
| e. | Competencias del Responsable Técnico..... | 19 |
| f. | Opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Publico | 19 |
| IV. | Conclusión..... | 20 |



Introducción

EL 20 de diciembre de 2013, el Ejecutivo Federal publicó en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.

De acuerdo al texto constitucional, tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y, con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares.

Asimismo, el 11 de agosto de 2014, se publicaron en el DOF entre otros, los decretos por los que se expidieron las leyes de Hidrocarburos y de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, entre otros, a través de los cuales, se otorgaron a la Secretaría de Energía y a la Comisión Nacional de Hidrocarburos diversas facultades para el otorgamiento de asignaciones y para la adjudicación y suscripción de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, respectivamente.

Igualmente se estableció en la Ley de Hidrocarburos la facultad de la Comisión de emitir la regulación y supervisar su cumplimiento en materia de medición de la producción de hidrocarburos, considerando, al menos, la instalación y verificación de los sistemas de medición de acuerdo con estándares internacionales y que los mismos sean auditables por terceros con reconocida experiencia internacional.

El 31 de octubre de 2014, el Ejecutivo Federal publicó veinticuatro reglamentos, un decreto y un ordenamiento con los que se crean condiciones adecuadas para detonar la inversión, asegurando la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo y reafirmando la rectoría del Estado en los procesos de exploración, extracción, refinación, petroquímica, transporte y almacenamiento de hidrocarburos y en las actividades del sector eléctrico.

Por su parte, y en cumplimiento a sus facultades en materia de medición de hidrocarburos, el 29 de septiembre de 2015, publicó en el DOF los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, Lineamientos Técnicos).

Asimismo, el Órgano de Gobierno de la Comisión modificó los Lineamientos Técnicos, mediante Acuerdos CNH.E.02.001/16 y CNH.E.29.002/16, publicados en el DOF los días 11 de febrero y 2 de agosto del año en curso, respectivamente, los cuales se refieren a continuación:

- I. ACUERDO CNH.E.02.001/16, mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 43, fracción II y 46, primer párrafo y adiciona el transitorio séptimo a los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, publicados el 29 de septiembre de 2015.

- II. ACUERDO CNH.E.29.002/16 mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 42 y 43 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Derivado de la publicación de anterior, y tomando en consideración que la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento regulan el procedimiento de migración de las asignaciones a contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como de lo establecido en los Lineamientos Técnicos, se llevó a cabo lo siguiente:

- El 13 de enero de 2017, mediante oficio 500.011/2017, la Secretaría de Energía, remitió a la Comisión la información necesaria para la suscripción del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam (en adelante, Contrato), derivado del procedimiento de migración realizado en términos de lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento.
- El 27 de febrero de 2017, mediante oficio PEP-DG-SAP-GCR-061-2017, Pemex, a través de PEP, presentó para aprobación de la Comisión, una propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual Ek-Balam (en adelante, Área Contractual).

Lo anterior, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, el cual establece lo siguiente:

"Artículo 42. De los Mecanismos de Medición. Como parte de los planes y para efectos de evaluación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión la información siguiente:

- I.(...)
- II.(...)
- III.(...)
- IV.(...)
- V.(...)
- VI.(...)
- VII.(...)
- VIII.(...)
- IX.(...)
- X.(...)
- XI.(...)
- XII.(...)
- XIII.(...)
- XIV.(...)

Tratándose de Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción a sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de las Mecanismos de Medición y Puntos de Medición conforme a los planes respectivos, el licitante ganador, el operador designada con motivo

de un proceso de migración o el Operador Petrolero, según corresponda, podrá presentar a consideración de la Comisión, con 15 días hábiles de anticipación al inicio de las actividades de Extracción, una propuesta de Punto de Medición provisional, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.

En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, su identificación, ubicación, el Responsable Oficial, así como un mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

Para la evaluación y, en su caso, aprobación de la Medición de Hidrocarburos en los Contratos a que se refieren los dos párrafos anteriores, la Comisión verificará la suficiencia y congruencia de la propuesta.”

[Énfasis añadido]

- El 13 de marzo de 2017, mediante oficio 250.083/2017, la Comisión previno a PEP para que remitiera diversas aclaraciones y precisiones respecto a la información presentada por esa empresa productiva del Estado, subsidiaria de Petróleos Mexicanos, en relación a su propuesta de Punto de Medición provisional.
- El 23 de marzo de 2017, la PEP mediante oficio PEP-DG-SAT-GCR-167-2017 atendió la prevención referida anteriormente.
- El 27 de marzo de 2017, se llevó a cabo una reunión de trabajo entre servidores públicos de la Comisión y PEP con el objeto de llevar a cabo diversas aclaraciones respecto de la información presentada por la empresa productiva del Estado, subsidiaria de Petróleos Mexicanos, en relación a su propuesta de Punto de Medición provisional.
- Mediante el oficio 250.105/2017 del 05 de abril de 2017 y su alcance mediante oficio 250.111/2017 del 12 de abril de 2017 y conforme a la información remitida por PEP, referida anteriormente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público su opinión respecto a la ubicación propuesta por PEP del Punto de Medición provisional.

Lo anterior, tomando en consideración que la modalidad del Contrato es de producción compartida y, por consiguiente, los hidrocarburos que, conforme al mismo, correspondan al Estado, deben ser entregados para su enajenación al comercializador del Estado; y en relación a lo establecido en el artículo 43 de los Lineamientos Técnicos.

- El 10 de abril de 2017, mediante oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-221-2017, PEP presentó a la Comisión una modificación a la información presentada respecto de la determinación del precio del petróleo del Área Contractual.

Derivado de lo anterior, mediante oficio 250.111/2017, la Comisión remitió a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, un alcance al oficio a que se hace referencia en el



Considerando Décimo Primero de la presente Resolución con la modificación de la información presentada por PEP.

- El 17 de abril de 2017, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, mediante oficio 352-A-045, manifestó estar de acuerdo con la ubicación del Punto de Medición provisional propuesto por PEP, tal y como se cita a continuación:

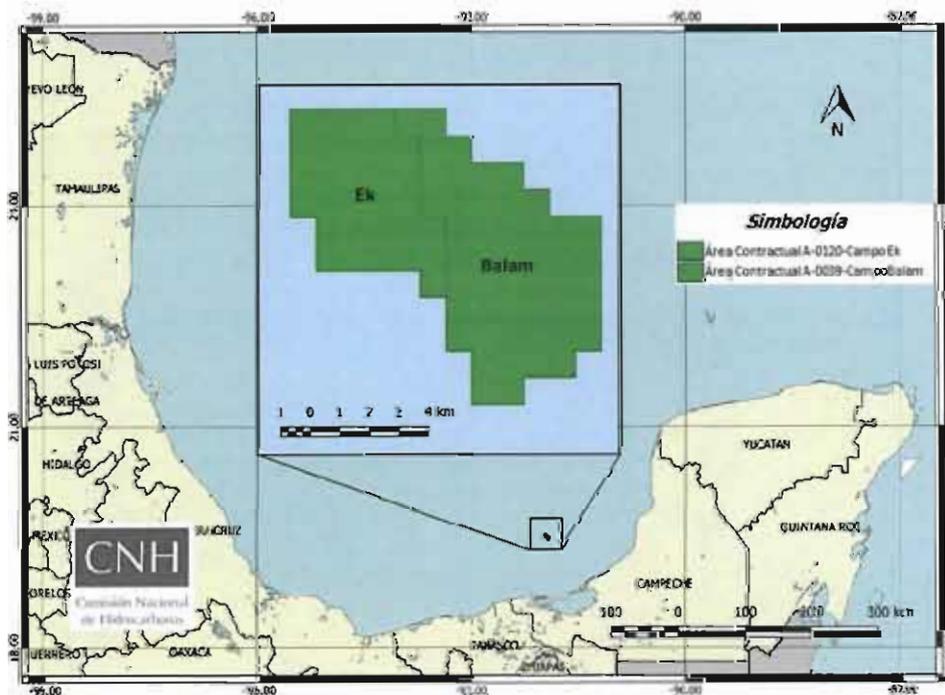
“El mecanismo de determinación del valor de los hidrocarburos en el punto de medición provisional sugerido cumple con los requerimientos de esta Secretaría y, por tanto, se está de acuerdo con la ubicación del Punto de Medición provisional propuesto para la migración referida.”

Derivado de lo anteriormente expuesto y, conforme a lo establecido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos de Medición, la Dirección General de Medición llevó a cabo la evaluación de la propuesta de Punto de Medición provisional presentado por PEP respecto del Contrato, con fundamento en los artículos 10, fracción VI, inciso c, 11, 21, fracciones II, X, XVI y XXVI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

I. Área Contractual Ek-Balam

El Área Contractual Ek-Balam se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 95 km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. El Área Contractual tiene dos bloques: uno correspondiente al Campo Ek de 24.19 km² y el otro correspondiente al Campo Balam de 39.52 km², ambos bloques tienen un tirante de agua entre 49 y 52 m.

Figura 1. Ubicación geográfica de los campos EK-BALAM-Fuente CNH



Los campos Ek y Balam se encuentran en la Cuenca Pilar Reforma-Akal; la estructura está definida por un anticlinal alargado con dirección NW-SE, que en su porción central fue intrusado por un

emplazamiento salino a nivel del yacimiento JSO quedando en el lado oeste el Campo Ek y del lado este el -Campo Balam. Estratigráficamente la columna del área se puede dividir en tres sistemas principales que son los periodos Jurásico, Cretácico y Terciario.

| | EK | | BALAM | |
|---|------------|------|-------|------|
| | JSO | BKS | JSO | BKS |
| Área (km ²) | 6.83 | 9.97 | 12.16 | 5 |
| Fecha de inicio de explotación (aa) | 1991 | 2005 | 1993 | 2007 |
| Número y tipo de pozos perforados (núm.) | 18 | 5 | 20 | 1 |
| Estado actual de pozos productores (núm.) | 0 | 15 | 6 | 2 |
| Producción de Gas | 5.73 MMPCD | | | |

Tabla 1. Datos característicos, Fuente PEP

II. Criterios técnicos para la evaluación del Punto de Medición provisional

Conforme a lo establecido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener cuando menos, los elementos siguientes:

- I. Identificación y ubicación del Punto de Medición;
- II. Responsable Oficial, y el
- III. Mecanismo, sistema, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

Por lo anterior, esta Dirección General de Medición llevó a cabo la evaluación de los elementos antes referidos, con base a la información presentada por PEP, conforme a lo siguiente:

- Se identificó la ubicación del sistema de medición mediante la información de su posición georreferenciada con la descripción detallada de todos los elementos que lo conforman (Diagramas isométricos de los sistemas de medición).
- Se verificó que los dispositivos que cuantifican los volúmenes, presiones, temperaturas, calidad, así como la toma de muestras de los fluidos se encuentren apegados a la normatividad vigente para los sistemas de medición por presión diferencial del tipo placa de orificio norma AGA 3, para medición de temperatura API 7, muestreo API 14.1 y la medición electrónica del gas API 21.1 de conformidad con el tipo de fluido a ser medido y conforme al proceso: producción, separación, compresión, procesamiento, distribución y venta.
- Se verificó que los Procedimientos para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos por cada tipo de hidrocarburo en los Sistemas de Medición cumplan con los estándares exigidos en los Lineamientos Técnicos en su Anexo II.

- Cuando se trata de medición Referencial se revisó la congruencia y cohesión de los datos, cálculos y procedimientos para la asignación del volumen y calidad, en un punto determinado del proceso, por tipo de hidrocarburo.
- Se analizó que los costos involucrados para la determinación del precio correspondan al proceso que efectivamente requiere el hidrocarburo del Contratista desde el Punto de Medición provisional hasta el Punto de Venta.
- Se verificó la designación, capacidades y competencias técnicas del Responsable Oficial encargado de la Administración de los Sistemas de Medición, conforme al artículo 44 de los LTMMH.
- Se solicitó la opinión de la ubicación del Punto de Medición Provisional a la SHCP.

III. Evaluación de la Propuesta del Punto de Medición provisional del Área Contractual.

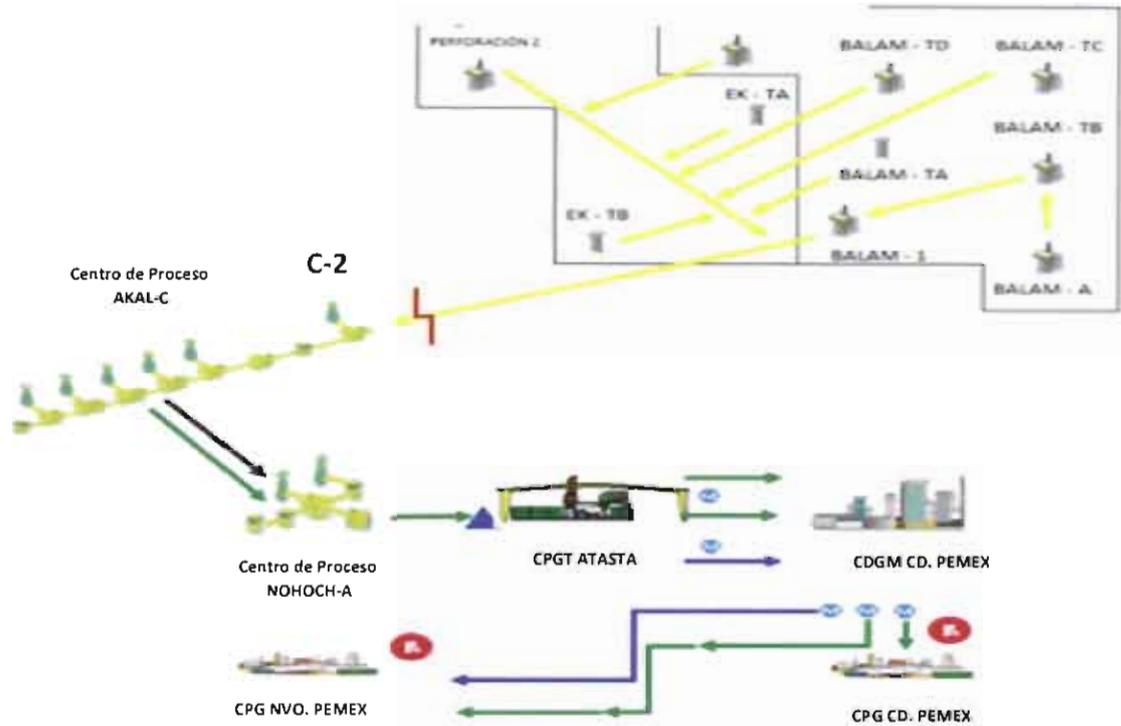
a. Descripción del proceso de Distribución de Gas, desde el Área Contractual al Punto de Medición.

De acuerdo a la solicitud de migración remitida por PEP, la producción del gas húmedo amargo producido del Área Contractual Ek- Balam se recolecta por medio de un oleogasoducto periférico de 24" X 4.706 km para posteriormente conducir los hidrocarburos al oleogasoducto de 24" x 12.7 km hacia el Centro de Proceso Akal-C, el cual tiene dos baterías de separación Akal-C1 y Akal-C2, donde se ejecuta el manejo, proceso, medición y distribución de hidrocarburos mezclados con las corrientes de los campos Sihil, Ixtoc y Akal.

El siguiente diagrama muestra las opciones que se tienen para manejar el gas producido en los Campos de Ek y Balam. A partir de la separación en el Centro de Proceso Akal-C se tienen tres opciones para envío y procesamiento, las cuales son:

- Hacia las plataformas de Akal-C7 y Akal-C8 para su endulzamiento. (retiro de H₂S) para ser utilizado en el Bombeo Neumático (BN)
- Enviarse a Compresión (Akal-C6 Booster con medición a la descarga) y ser transportado a succión de módulos de compresión en Akal-C4 para ser medido e inyectado al campo de producción Akal.
- Ser transportado al Centro de Proceso Nohoch-A y al Centro de Distribución de Gas Marino para su medición fiscal y entrega a los Complejos Procesadores de Gas Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

Figura 2. Proceso de distribución de Gas-Fuente PEP

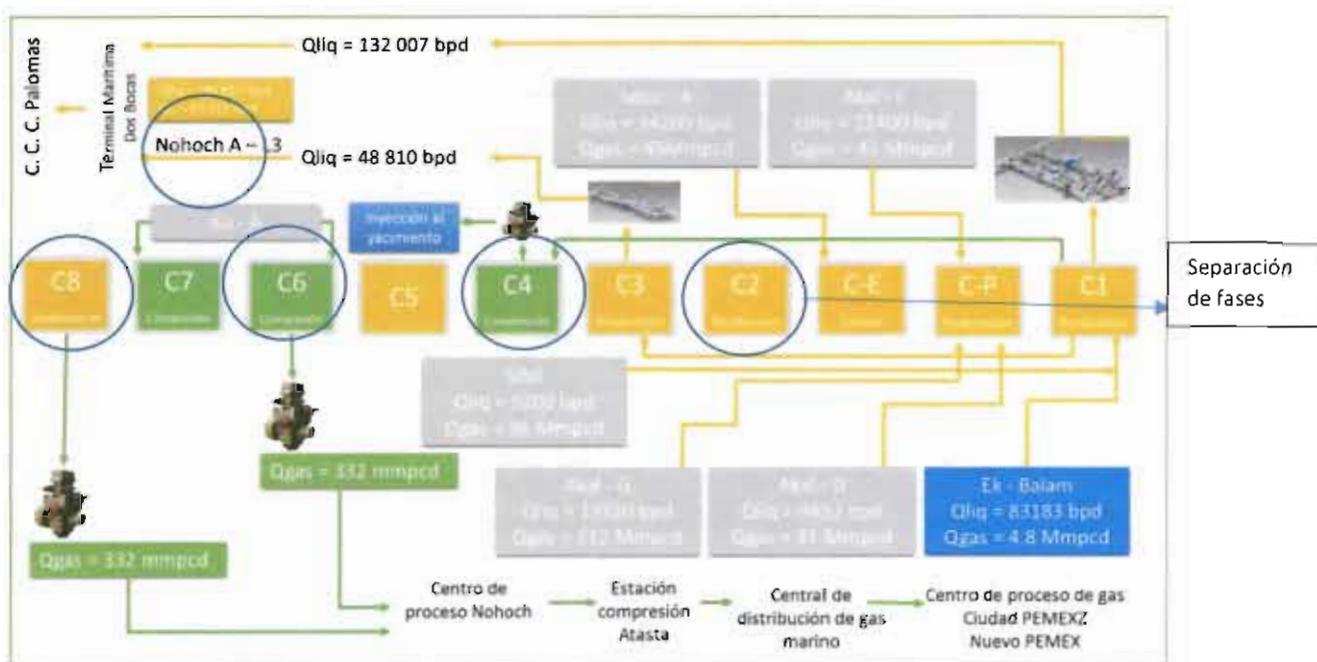


Las corrientes provenientes de los Campos Sihil, Ixtoc, Akal y Ek -Balam que confluyen en las plataformas del centro de proceso de Akal-C pasan por una etapa de separación que se lleva a cabo en los equipos que se presentan por PEP y que se relacionan en la *tabla 2*.

A continuación, se muestra el proceso que sigue la mezcla de gas (*figura 3*), a partir de su recepción en la Plataforma Akal C1, de donde se envía hacia Akal-C2 para su separación, a Akal C4 para su reinyección y a Akal C6 y Nohoch-A para su compresión, y a Akal C8 para su endulzamiento.

J. D.

Figura 3. Opciones del Proceso de d gas -Fuente PEP



| Equipo Akal-C | | | |
|---------------|------------|-------------------|---------|
| Equipos | Plataforma | Sistema | Equipo |
| Separador 1RA | Akal-C1 | Separador 1 Etapa | FA-3101 |
| | Akal-C2 | Separador 1 Etapa | FA-6101 |

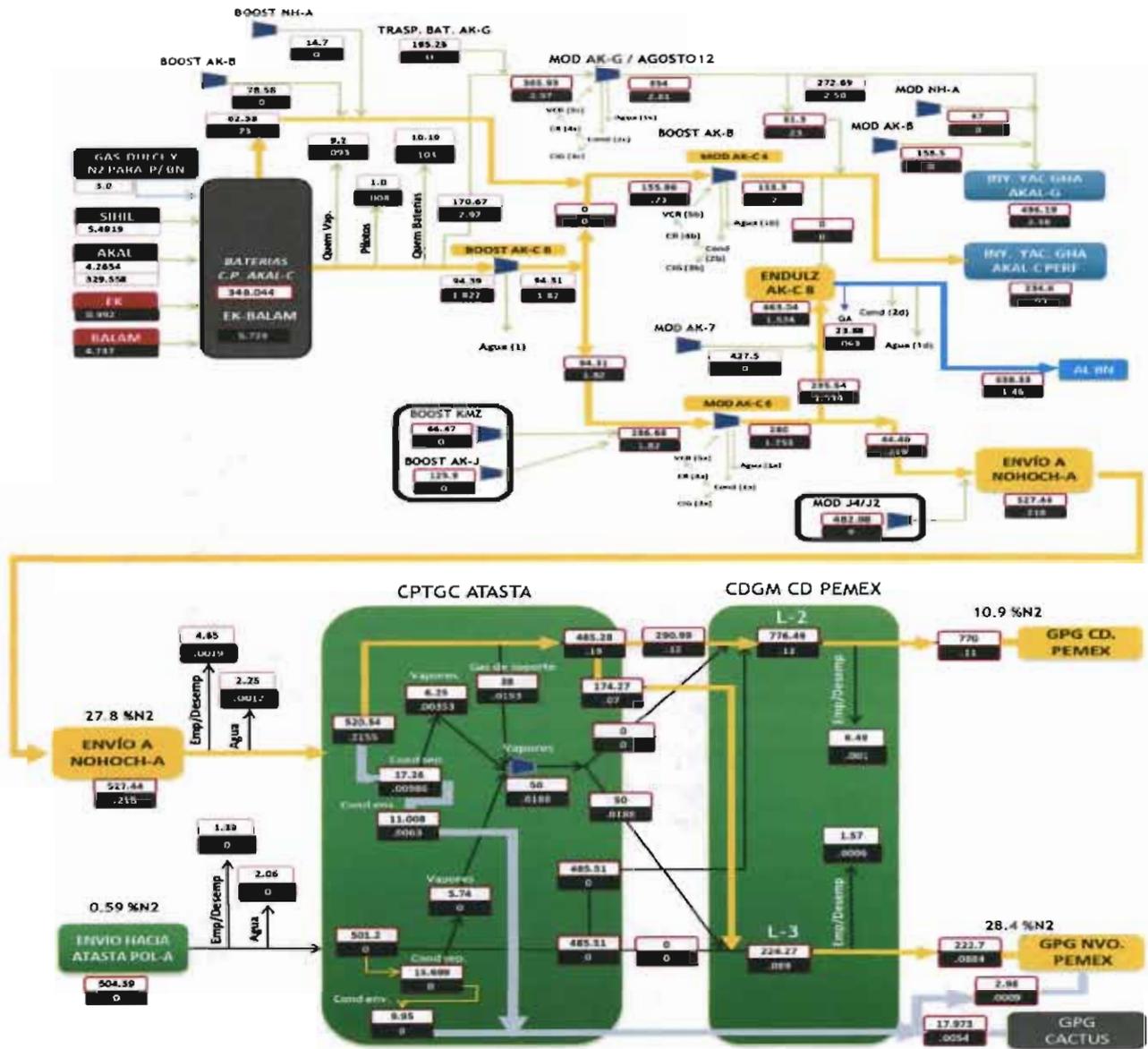
Tabla 2. Equipos de separación de gas en el Akal-C, Fuente PEP.

Una vez que se separa el gas en Akal-C2, se tiene la opción de enviar el gas húmedo amargo hacia la plataforma Akal-C4 para ser inyectado al yacimiento de Akal- C, o bien ser enviado a la plataforma de Compresión Akal-C6 y/o Akal-C7, en las cuales se eleva la presión del gas natural a través de un compresor de alta presión donde se mezcla con otras corrientes de gas provenientes del Activo de Producción Ku Maloob Zaap (APKMZ).

La mezcla de gas de alta presión tiene la flexibilidad operativa de fluir hacia la planta de endulzamiento de gas de Akal-C8 para ser utilizado en el Bombeo Neumático (BN), y los líquidos liberados por separadores utilizados en las salidas de las etapas de compresión de las plataformas de Akal-C4 y Akal-C8 son reinyectados a la línea de líquido y el gas excedente enviado al Centro Procesador Nohoch-A, donde se mezcla con la corriente proveniente de la plataforma Akal-J que maneja principalmente gas del Activo de Producción Ku Maloob Zaap, la mezcla resultante es gas húmedo amargo, la cual es enviada por un gasoducto de 36" al Centro de Proceso y Transporte de

Gas Atasta donde se re comprime y se capturan los primeros condensados de la mezcla, posteriormente el gas y condensados de la mezcla se envían al Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex, donde el gas es enviado a los Centros Procesadores de Gas Ciudad Pemex y Nuevo Pemex y el condensado a los Centros Procesadores de Cactus y Nuevo Pemex, lo anterior descrito se presenta en la siguiente figura 4:

Figura 4.- Manejo de la producción de Gas y Condensado de los campos Ek-Balam-Fuente PEP.



En los Centros Procesadores por los cuales se maneja la corriente de gas de Ek-Balam, se realiza la medición fiscal para las Asignaciones de PEP, los cuales se encuentran autorizados en el Anexo 3 de los LTMMH y cuentan con los siguientes Sistemas de medición:

Medición en el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta.

| CPTG Atasta | Tipo | Cantidad | Tamaño |
|--------------------------|----------|----------|--------|
| Gas húmedo amargo | V-Cone | 4 | 20 pg |
| Gas húmedo amargo | V-Cone | 2 | 20 pg |
| Condensado de gas amargo | Coriolis | 1 | 6 pg |

Fuente PEP

Medición en Centro de Distribución de Gas Marino.

| CDGM | Tipo | Cantidad | Tamaño |
|--------------------------|----------------|----------|--------|
| Gas húmedo amargo | Placa Orificio | 5 | 20 pg |
| Condensado de gas amargo | Coriolis | 3 | 6 pg |

Fuente PEP

Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex

| CPG Nuevo Pemex | Tipo | Cantidad | Tamaño |
|--------------------------|----------------|----------|--------|
| Gas húmedo amargo | Placa Orificio | 5 | 20 pg |
| Condensado de gas amargo | Placa Orificio | 3 | 6 pg |
| Condensado de gas amargo | Coriolis | 1 | 4 pg |

Fuente PEP

Centro Procesador de Gas Cactus

| CPG Cactus | Tipo | Cantidad | Tamaño |
|--------------------------|-------------------|----------|--------|
| Condensado de gas amargo | Coriolis | 1 | 4 pg |
| Condensado de gas amargo | Placa de Orificio | 1 | 6 pg |

Fuente PEP

b. Propuesta de medición y Ubicación del punto de medición

PEP propone como Punto de Medición provisional (Medición Referencial) para el gas proveniente del Área Contractual Ek Balam, el Centro de Proceso Akal-C (plataforma Akal-C6), específicamente ubicado a la salida del medidor de Placa de Orificio de 24 Pg localizado a la Descarga General del Módulo de compresión Mars 90A.

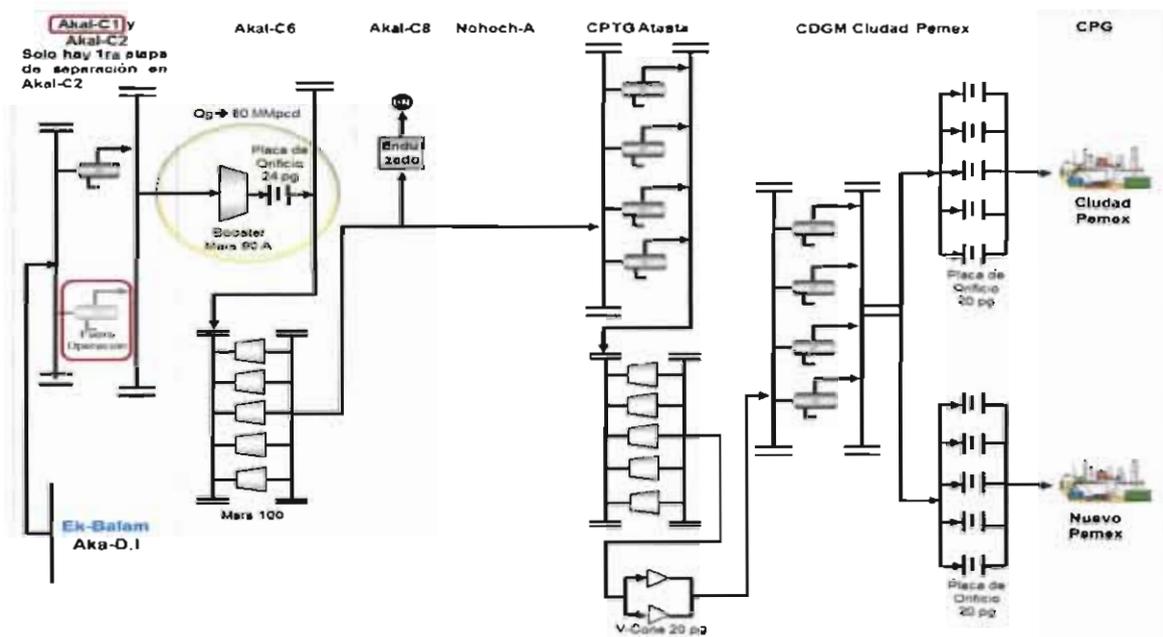
La ubicación geográfica del Punto de Medición Provisional en la plataforma Akal-C6, corresponde a las siguientes coordenadas geográficas WGS84 (Sistema Geodésico Mundial 1984):

| Punto de Medición | Longitud | Latitud |
|--------------------|------------|-----------|
| Plataforma Akal-C6 | -92.039733 | 19.394789 |

Tabla 3. Coordenadas geográficas Punto de Medición Provisional- Fuente PEP.

En la siguiente figura se señala dentro del Sistema de Medición el Punto de Medición provisional propuesto:

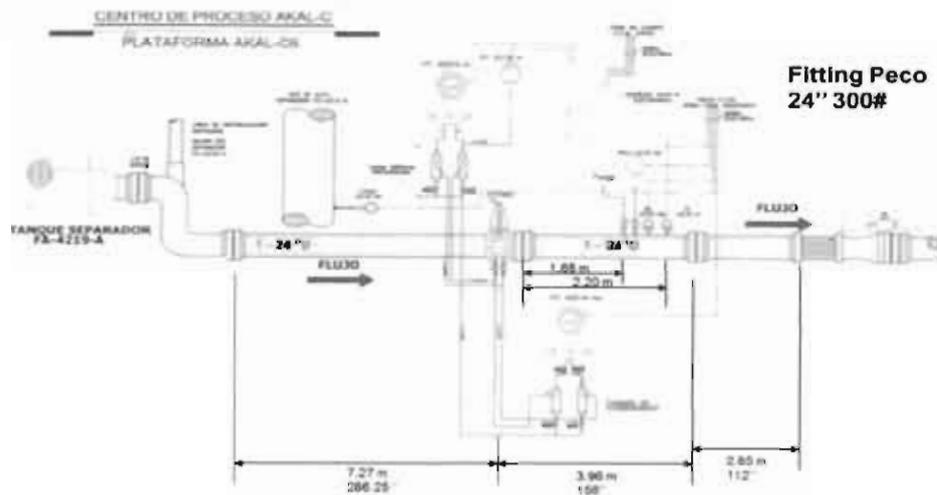
Figura 5.- Ubicación del Punta de Medición Provisional de Gas en Akal-C6- Fuente PEP.



Como se mencionó anteriormente en el Punto de Medición propuesto se cuenta con un medidor tipo Placa de Orificio de 24 pulgadas de diámetro, con capacidad de manejo de gas de 85 MMpcpd, mostrando en la figura 6 las conexiones y medidas de la placa de orificio, adicionalmente a esto en la tabla 4 la descripción de los Sistemas de Medición.

[Firma manuscrita]

Figura 6. Conexiones y medidas de la placa de orificio en Akal C6- Fuente PEP.



| Plataforma | Servicio | EPM | Diámetro | Alcance de medición | Gastos | Computador de flujo |
|------------|---|-------------------|----------|---------------------|----------|---------------------|
| AKAL-C6 | Descarga General Módulo Mars 90 A Akal C6 | Placa de Orificio | 24" | 150 MMPCD | 85 MMPCD | FR FOXBORO |

Tabla 4. Sistemas de Medición de gas que integran Akal-C6 –Punto de Medición Provisional- Fuente PEP.

Posteriormente de ser medido en la placa de orificio de 24pg del módulo Mars 90 A, el gas es enviado a compresión de alta presión en los módulos de Mars 100 ubicados en Akal-C6, de los cuales se describen a continuación los Sistemas de Medición en la tabla 5:

| PROCESO DE MEDICION | ELEMENTO PRIMARIO | | | | COMPUTADOR DE FLUJO | | | | |
|---------------------------------------|-------------------|----------|--------------------------|---------|--------------------------------------|------------|------------|---------------------------------|---|
| | Tipo | SERIE | DIAMETRO DE ORIFICO (in) | β | MARCA | MODELO | SERIE | RANGO DE PRESION ESTATICA (psi) | RANGO DE PRESION DIFERENCIAL (H ₂ O) |
| Descarga general de modulos MARS 100 | Placa de Orificio | Sin Data | 10.35 | 0.6088 | OMNI SmartBus | RMC 205 | No visible | 1700 | 250 |
| Descarga general del modulo MARS 100A | Placa de Orificio | Sin Data | 5.7372 | 0.0619 | CAMERON NUFLO SCANNER 2000 micro EFM | 2000-0704C | 6516 | 1500 | 840 |
| Descarga general del modulo MARS 100B | Placa de Orificio | Sin Data | 6.125 | 0.6759 | CAMERON NUFLO SCANNER 2000 micro EFM | 2000-0352D | 40105 | 1500 | 840 |
| Descarga general del modulo MARS 100C | Placa de Orificio | 103 | 5.2591 | 0.55 | CAMERON NUFLO SCANNER 2000 micro EFM | 2000-0352D | 40129 | 1500 | 840 |
| Descarga general del modulo MARS 100D | Placa de Orificio | 109 | 5.2591 | 0.55 | CAMERON NUFLO SCANNER 2000 micro EFM | 2000-0352D | 40125 | 1500 | 840 |
| Descarga general del modulo MARS 100E | Placa de Orificio | FE-700 | 5.9049 | 0.6176 | CAMERON NUFLO SCANNER 2000 micro EFM | 2000-0353D | 230612 | 1500 | 840 |

Tabla 5. Sistemas de Medición de gas que integran Akal-C6 (Compresores de alta presión MARS 100)- Fuente PEP

La descarga de los turbocompresores Mars 100 en alta presión tienen la flexibilidad operativa de fluir hacia la planta de endulzamiento de gas de Akal-C8 y el excedente de gas de alta presión se envía en el C.P. Nohoch-A, donde se mezcla con la corriente proveniente de Akal-J, que maneja principalmente gas del Activo Ku-Maloob-Zaap, la mezcla resultante de gas, se envía al Centro de Proceso y Distribución de Gas Atasta, donde se re comprime y se envía a los Centros Procesadores de Gas.

c. Procedimiento para la determinación volumétrica y asignación de los hidrocarburos- gas y condensado

En este sentido, PEP presentó un procedimiento para la determinación volumétrica del gas, con base en la norma AGA 3/API 14.3 Y ISO 5167: Cálculo de flujo compensado usando un elemento de presión diferencial tipo placa de orificio en los sistemas de medición del tipo Referencial y Fiscal, en el cual se aplica el siguiente modelo matemático (algoritmo)

$$q_m = C_d E_v Y \left(\frac{\pi}{4}\right) d^2 \sqrt{2g_c \rho_{tp} \Delta p}$$

Donde:

q_m = flujo másico

C_d = Coeficiente de descarga de la placa de orificio

E_v = factor de velocidad de aprovechamiento

Y = factor de expansión

d = diametro del orificio de la placa calculado a condiciones del flujo

g_c = constante de conversión dimensional

ρ_{tp} = densidad del fluido a condiciones de operación

Δp = presión diferencial

Así mismo, PEP presentó una metodología y criterios basada en promedios aritméticos prorrateados aplicados a los valores de producción y ajustada por campo y pozo, para la asignación de volumen para el Área Contractual Ek-Balam a partir de la medición Fiscal que se registra en los Centros Procesadores de Gas Cd. Pemex, Nuevo Pemex y Cactus, así como la medición Referencial registrada en Akal C6, la cual es aplicada actualmente por Pemex para sus Asignaciones y autorizada por la CNH derivada del Séptimo Transitorio de los LTMMH. Los dos procedimientos para determinar y asignar el volumen de hidrocarburos producidos para el Área Contractual de Ek Balam se encuentran relacionados como Anexo I (Procedimiento de medición volumétrica del hidrocarburo gas) , Anexo II (Procedimiento de la asignación de la producción a partir de la medición volumétrica de gas) , Anexo III (Procedimiento de la medición volumétrica del hidrocarburo condensado) y Anexo IV (Procedimiento de la asignación de la producción a partir de la medición volumétrica de condensado) , los cuales consideran lo establecido en las norma AGA 3 para la medición del gas

mediante placa de orificio y lo exigido en el artículo 42 y 44 de los LTMMH específicamente en cuanto a los requerimientos para la propuesta de un punto de medición provisional.

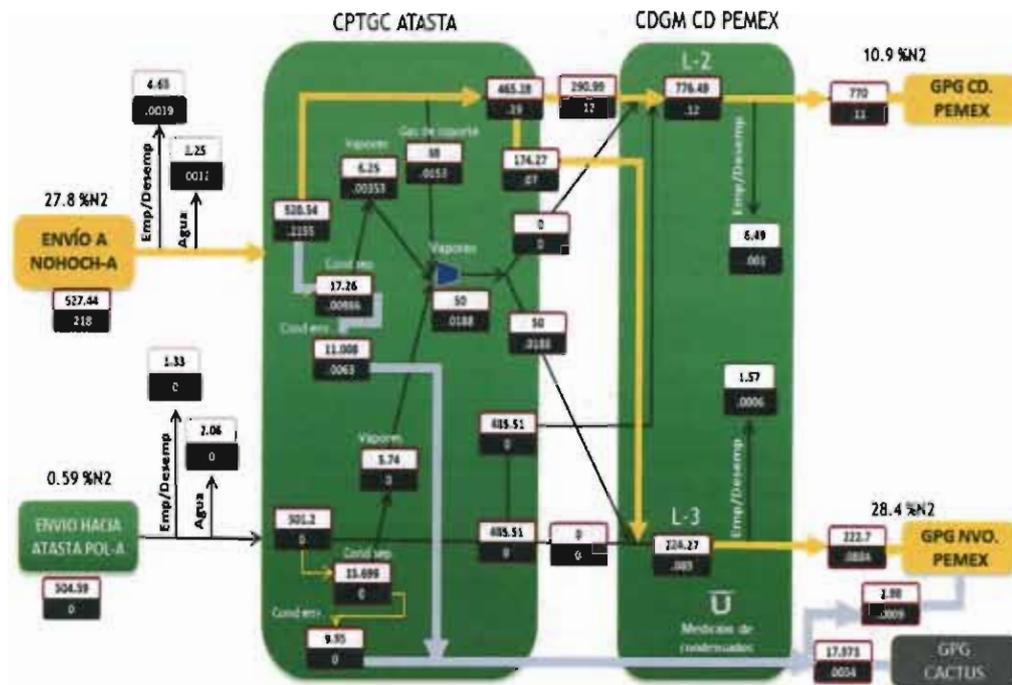
Cabe resaltar que, en estos procedimientos se describen las pruebas a realizar para el gas con la finalidad de obtener su calidad, como lo es el ASTM D-1945 Cromatografía del gas, ASTM D-4057 para practicas del muestreo.

Para la asignación de los volúmenes PEP consideran como premisas generales en el balance de gas y condensados, lo siguiente:

- Los volúmenes de gas quemados en los pilotos de quemadores en plataforma y en Atasta son constantes y serán proporcionados por el Activo.
- La etapa de compresión de booster (Compresor Mars 90A) solo considera recuperación de agua amarga.
- La etapa de compresión de módulos (Compresión Mars 100) considera recuperación de agua y Condensados estos últimos reinyectados a las líneas de líquidos.
- Se aplican factores de encogimiento para obtención del agua amarga en cada instalación, en las etapas de compresión booster y módulos; así como en el proceso de endulzamiento.
- Se aplican factores de encogimiento conforme a la para obtención del Condensado en cada instalación, en las etapas de compresión de módulos; así como en el proceso de endulzamiento.
- Se aplica factor para determinar los vapores del condensado recirculado.
- Los volúmenes de gas quemado a la descarga de módulos (Compresores de alta presión MARS 100), gas endulzado son reportados por los Activos de Producción con base a la medición de la instalación por las cuales se transporta la producción de la corriente de Ek-Balam.
- Los volúmenes totales reportados y/o calculado en cada instalación (Akai- C, Nohoch-A, CPTG Atasta, CDGM Cd. Pemex, CPG Cd. Pemex, CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus) se distribuyen para cada concepto del balance con base a la aportación volumétrica de cada asignación, donde se deberá de considerar los volúmenes producidos, quemados, auto consumidos y vendidos, así como los traspasos en las diferentes etapas de compresión (booster, módulos, inyección) y endulzado durante todo su proceso desde baterías hasta la entrega a plantas de PGPB.

Debido a los procesos de compresión y re compresión realizados en el gas proveniente de la corriente de Ek-Balam, los condensados son capturados en el CPTG Atasta para ser transportados y enviados a través de una línea de 16 pulgadas hacia el Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex, para posteriormente ser medidos en los Puntos de Medición fiscal ubicados en CPG Cactus y Nuevo Pemex, los cuales cuantifican los volúmenes totales de condensado integrado por diferentes corrientes en la cual se incluye Ek Balam.

Figura 7.- Maneja del Gas y Condensado enviada a través de Nohoch-A-Fuente PEP.



d. Proceso para determinar el precio de los hidrocarburos- gas y condensado- en el Punto de Medición Akal-C

En cuanto a la determinación del precio del gas y condensado proveniente del Área Contractual, PEP presentó la metodología de distribución de ingresos que relaciona las siguientes variables para la valoración mensual de los Hidrocarburos producidos (gas y condensado) en el Área contractual:

- I. Precio y volumen facturados del gas vendido para proceso a Pemex Transformación Industrial
- II. Volumen por Campo, por tipo de gas por Punto de Venta
- III. Calidad del Gas vendido: análisis cromatográficos
- IV. Precios interorganismos

La determinación del Precio será con base en los precios de distribución de ingresos y que corresponden al Precio real unitario al cual PEP vende la molécula, para el proceso de Pemex Transformación Industrial, deduciendo las tarifas de los costos promedios ponderados por volumen de venta, efectivamente incurridos por PEP para su comercialización y, se obtiene a partir de lo siguiente:

Precios Distribución de Ingresos ("PDI") = $D_i / \text{Volumétrica del campo (mpc)}$, se refiere a la participación de cada asignación ("i")

[Firma manuscrita]

- **Distribución de Ingresos ("DI_i")** = $FDV_i \times \text{ingreso facturado}$, se refiere a la
 - participación de cada asignación ("i")
- **Factor de Distribución Volumétrica ("FDV_i")** = $DV_i / \sum (DV_i)$, se refiere a la
 - participación de cada asignación ("i")
- **Distribución volumétrica ("DV_i")** = Volumétrica del campo (mpc) * poder calorífico del campo (mbtu/pc), se refiere a la participación de cada asignación ("i").
- **Ingreso facturado** = $\sum (DV_i) \times \text{precios interorganismos}$

La anterior metodología ha sido diseñada por la Gerencia de Estrategias de Comercialización de Hidrocarburos (GECH) de la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial (SCOC) de PEP.

La información de la Distribución de Ingresos se encuentra disponible dentro de los primeros diez (10) Días del Mes siguiente al Mes de entrega.

Cabe destacar que los precios interorganismos de compra del Gas será el resultado del precio de sus componentes en porcentaje molar de: C1, C2, C3, NC4 y IC4, medido en MMBTU. Mientras que los del Condensado serán la suma del precio del porcentaje molar del C5+ medido en MMBTU y el ingreso por la venta de líquidos en los Centros de Proceso de Gas de PTRI, en MMBTU.

Adicionalmente, en la tabla siguiente se muestra el desglose de las tarifas de costos aplicables para Ek-Balam, mencionando que las tarifas de Pemex Logística aún no cuentan con la aprobación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por lo que las mismas tendrán actualizaciones una vez autorizadas. Los costos de PEP que considera el precio de las tarifas, deberán ser actualizados conforme a las revisiones del Comité de Precios y Aspectos Económicos de la Política Comercial de Petróleos Mexicanos.

| Segmento | Tarifa (usd/mpc) |
|------------------------------------|------------------|
| Recolección de PEP | |
| (Akal C a Atasta) | 0.06 |
| Tratamiento PEP | |
| Akal C | 0.15 |
| Nohoch A | 0.11 |
| Tratamiento Pemex Logística | |
| Atasta | 0.29 |

| Segmento | Tarifa (usd/mpc) |
|-----------------------------------|------------------|
| Transporte Pemex Logística | |
| Atasta-Cd Pemex | 0.25 |
| Cd Pemex- Nuevo Pemex | 0.14 |
| Nuevo Pemex- Cactus | 0.09 |

Para efectos de la deducción de costos con base en el promedio ponderado por volumen de venta y considerando que, de un análisis histórico por Punto de Venta, se puede observar que la producción de gas y condensados de Ek-Balam se vende un 74.6% en Ciudad Pemex y un 25.4% en Nuevo Pemex se determina por parte de PEP que la tarifa promedio de costos a ser deducida del Precio es del orden de 0.90USd/mpc conforme se detalla a continuación:

| Punto de Venta | % de Volumen |
|----------------|--------------|
| Cd. Pemex | 74.6 |
| Nuevo Pemex | 25.4 |
| Cactus | 0.0 |

| Punto de Venta | % de Volumen | Tarifa por Punto de Venta (usd/mpc) | Tarifas (usd/mpc) |
|-------------------------|--------------|-------------------------------------|-------------------|
| Cd. Pemex | 74.6 | 1.16 | 0.65 |
| Nuevo Pemex | 25.4 | 1.94 | 0.25 |
| Cactus | 0 | 1.33 | 0 |
| Tarifa Ponderada | | | 0.90 |

e. Competencias del Responsable Técnico

El Responsable Técnico Oficial designado por PEP es el Ing. Edmundo Alonso Montes Payan, que de acuerdo a la información entregada por parte del Operador desempeña el cargo de Ingeniero de Medición del Activo de Producción Cantarell de la Subdirección de Producción de Aguas Someras, del cual se presentan certificados, diplomas y constancias de conocimientos sobre medición de hidrocarburos que acreditan que cuenta con las suficientes competencias técnicas para administrar los Sistemas de Medición y los procedimientos para la determinación y asignación de volúmenes de Hidrocarburos para el as Área Contractual, como se exige en el artículo 9 de los LTMMH.

f. Opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Mediante oficios No.250.105/2017 y No.250.111/2017 esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), realiza la solicitud de opinión en relación con la propuesta de Punto de Medición provisional y los mecanismos asociados para la determinación del Precio Contractual.

En ese sentido, mediante oficio No.352-A045 la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (Secretaria) remite a la CNH sobre el mecanismo de determinación del valor de los hidrocarburos en el punto de medición provisional sugerido cumple con los requerimientos de esa Secretaria manifestando la aceptación para la ubicación del Punto de Medición provisional presentado por la CNH y propuesto por Pemex Exploración y Producción.

IV. Conclusión

La Dirección General de Medición mediante el presente Dictamen, resuelven en sentido favorable la Propuesta de Punto de Medición Provisional respecto del conforme al Contrato para la Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, en virtud de las siguientes conclusiones:

1. Con base en los criterios de evaluación, el Punto de Medición provisional propuesto por PEP en el Centro de Proceso Akal-C, plataforma de compresión Akal-C6 (booster Mars 90 A) para la medición de gas y condensado, cumple con lo establecido en los artículos 42 requerimientos para el Punto de Medición Provisional y 43 fracciones I y IV de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, por lo tanto la medición así como la determinación del volumen, calidad y precio, toda vez que los mismos se determinarán, como se refiere a continuación:
 - a. Volumen: Con base en las normas AGA3 medición por placa de oficio para gas, API MPMS 21.1 Medición electrónica de gas, así como lo exigido en el artículo 42 de los LTMMH para el Punto de Medición Provisional.
 - b. Calidad: Conforme a las normas para gas ASTM D-4057 Prácticas de Muestreo y ASTM D-1945 Cromatografía de gas.
 - c. Precio: la determinación del precio corresponde al proceso que efectivamente requiere el hidrocarburo del Contratista desde el Punto de Medición Provisional hasta el Punto de Venta.

Aunado a lo anterior, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, manifestó estar de acuerdo con la ubicación del Punto de Medición provisional presentado por PEP, toda vez que dicha Secretaría señaló que el mecanismo de determinación del valor de los hidrocarburos en dicho punto de medición provisional cumple con los requisitos de esa Secretaría, tal y como se refirió en el apartado de Antecedentes del presente Dictamen.

2. El Responsable Técnico Oficial designado por PEP es el Ing. Edmundo Alonso Montes Payan, el cual se desempeña como Ingeniero de medición del Activo de Producción Cantarell de la Subdirección de Producción de Aguas Someras y se presentó evidencia documental de sus competencias técnicas, las cuales son acordes a los Sistemas de Medición instalados y conforme lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición.
3. La determinación del volumen para el área contractual Ek-Balam, deberá ser realizada en conformidad con el procedimiento de medición volumétrica para gas del **Anexo I**, para el condensado **Anexo III** y con las siguientes normativas aplicables en las tecnologías de medición de gas y sus factores de corrección:

| Estándares aplicables a la medición de gas | |
|--|--------------------|
| Equipo e instrumentación | Estándar aplicable |



| | |
|---|---------------------------|
| Cálculo de flujo compensado usando placa de orificio | AGA 3/API 14.3 Y ISO 5167 |
| Cálculo del poder calorífico | AGA 5 |
| Cálculo de flujo compensado usando turbina | AGA 7 |
| Cálculo del factor de compresibilidad (2) | AGA8/API 14.2 |
| Cálculo de flujo compensado usando ultrasónico | AGA 9 |
| Cálculo de coeficiente isotrópico | AGA 10 |
| Cálculo de flujo compensado usando Coriolis | AGA 11 |
| Auditorias, reportes, calibración, verificación y seguridad de los datos. | API 21.1 |

4. Dado que en el Punto de Medición provisional se llevará a cabo una medición de referencia se deberá aplicar el procedimiento del **Anexo II** gas y **Anexo IV** condensado para la asignación de la producción a partir de la medición volumétrica, para el área contractual de Ek-Balam.
5. La determinación de la calidad del gas y muestreo, en la propuesta de Punto de Medición provisional, deberán ser medidos bajo las referencias normativas siguientes:

| Procedimiento | Estándar de Referencia |
|---------------|------------------------|
| Cromatografía | ASTM D-1945 |
| Muestreo | ASTM D-4057 |

6. El procedimiento propuesto en el sistema para la medición, determinación, o en su caso, asignación del volumen, calidad y precios de los Hidrocarburos provenientes del Área Contractual, es viable hasta en tanto se implementen los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición aprobados por la Comisión en el Plan de Desarrollo respectivo.
7. Se considera técnicamente viable la Medición de Hidrocarburos y el Punto de Medición provisional propuesto por PEP y se da por atendido el requerimiento de definición de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos que forman parte de los Mecanismos de Medición. Lo anterior, en virtud de que conforme al artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, PEP puede llevar a cabo la Medición de los Hidrocarburos mediante un Punto de Medición Provisional y, por lo tanto, tiene la obligación de presentar los Mecanismos de Medición, incluyendo los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos, hasta la presentación del Plan de Desarrollo respectivo.
8. Para el Plan de Desarrollo se deberá contemplar la implementación del Sistema de Gestión y Gerencia de la Medición, el cual deberá dar cumplimiento a los requerimientos de aprobación para los Mecanismos de Medición en conformidad con lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

9. El reporte del volumen y calidad del gas y condensado producido deberá estar acompañado mensualmente por un informe ejecutivo que describa detalladamente el proceso de cálculo de los datos de producción, para efectos de la verificación de la aplicación de las metodologías establecidas en el **Anexo I, II, III y IV**, adjuntando los siguientes análisis y documentos:

- Soporte de cálculo (memorias de cálculo) que se emplea para la determinación volumétrica del gas y condensado, incluyendo todas las corrientes de Hidrocarburos que se mezclan tanto en Akal-C como en el Centro de Proceso de Gas Cd. Pemex, Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex y el Centro de Proceso de Gas Cactus.
- Soporte del cálculo (memorias de cálculo) que se emplea para la asignación de la producción de los hidrocarburos (gas y condensado).
- Soporte del cálculo (memorias de cálculo) que se emplea para la determinación de la asignación de la calidad para los hidrocarburos producidos (gas y condensado).
- Balance de producción (gas-Condensados) determinado y asignado para el Área contractual incluyendo todas las corrientes de Hidrocarburos que se mezclan tanto en Akal-C como en el Centro de Proceso de Gas Cd. Pemex, Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex y el Centro de Proceso de Gas Cactus, desglosando por los conceptos de vendidos, autoconsumidos, en inventarios, y demás conceptos que sean necesarios para justificar el análisis. Para este efecto PEP y la DGM acordarán el procedimiento para la entrega de esta información.
- Tickets emitidos en el Punto de Medición Provisional (Akal C6)
- Tickets emitidos de la venta de los hidrocarburos (gas y condensado).
- Resultados de los Análisis de la cromatografía en donde sea pertinente, para justificar el dato de producción reportado.
- Memorias de cálculo de los factores de encogimiento que afectan el volumen de la producción de gas.
- Los demás documentos que sean necesarios para corroborar la aplicación de los procedimientos para la determinación y asignación del volumen producido.

Esta información deberá ser presentada por Oficialía de Partes, en los formatos definidos por la CNH, firmados y validados por el Responsable Oficial. Todo esto se debe considerar para todas las corrientes que tienen confluencia en los CPG Cd. Pemex, CPG Nuevo Pemex, CDGM Cd. Pemex, CPG Cactus y el Centro de Proceso Akal- C.

Elaboró



Ing. David Núñez Andrade

**Subdirector en la Dirección General de
Medición**

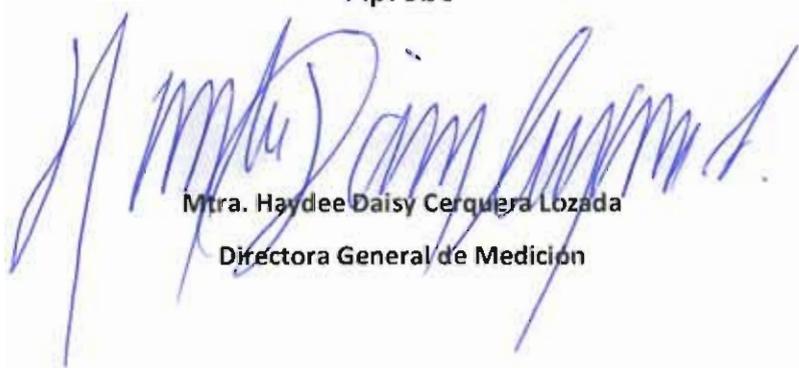
Revisó



Ing. José Antonio Gallardo Medina

**Director General Adjunto en la Dirección
General de Medición**

Aprobó



Mtra. Haydee Daisy Cerquera Lozada

Directora General de Medición

ANEXO I

J. A. Hamm

PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO GAS EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.

DIAGRAMA DE FLUJO Y DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS ACTIVIDADES.

| Operación de Pozos APCantarel | Laboratorio de Fluidos PEP-Logística | Diseño de Explotación | Laboratorios de Ensayos, Prueba y Calibración | Centro de Proceso y Transporte Atasta | Centro de distribución de Gas Marino Cuidad Pemex | DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS ACTIVIDADES |
|--|--------------------------------------|-----------------------|---|---------------------------------------|---|---|
| <pre> graph TD Inicio([Inicio]) --> 1[1] 1 --> 1.1[1.1] 1.1 --> 1.2[1.2] 1.2 --> 1.3[1.3] 1.3 --> 1.4a[1.4] 1.3 --> 1.4b[1.4] 1.4a --> End1[] 1.4b --> End2[] </pre> | | | | | | |
| | | | | | | <p>INICIO DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO</p> <p>MEDICIÓN OPERATIVA</p> <p>1- Determinar los gastos de producción de aceites, gas y agua de los pozos pertenecientes al campo a través de las técnicas de medición para prueba de pozos (separador de prueba o medición multifásica), (por administración o por servicio).</p> <p>1.1 Obtener los análisis de fluidos correspondientes como: PVT, ASSAY, factores de encogimiento del aceite para prueba de campo (API 20.1), práctica para muestreo (ASTM D-4057), densidad, densidad relativa o gravedad API (ASTM D-1298), cromatografía de gas (ASTM D-1945), de salinidad (ASTM D-3230) y PH (ASTM D-664) así como agua y sedimento (ASTM D-4007), agua en petróleo (ASTM D-4006), datos requeridos para la determinación de gastos y de la calidad de los fluidos producidos por pozo.</p> <p>1.2 Construir los modelos PVT a partir de los resultados de gastos de producción, de información de propiedades, características del aceite gas y agua, y de la asignación de la producción de las corrientes separadas de fluidos para la estimación predictiva de los gastos de producción cuando no se tenga la posibilidad de la medición de alguno de los pozos.</p> <p>1.3 Verificar y realizar la calibración de diferentes magnitudes con referencia a patrones de menor incertidumbre.</p> <p>1.4 Validar la configuración del algoritmo de cálculo en los computadores de flujo, considerando la aplicación</p> |

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

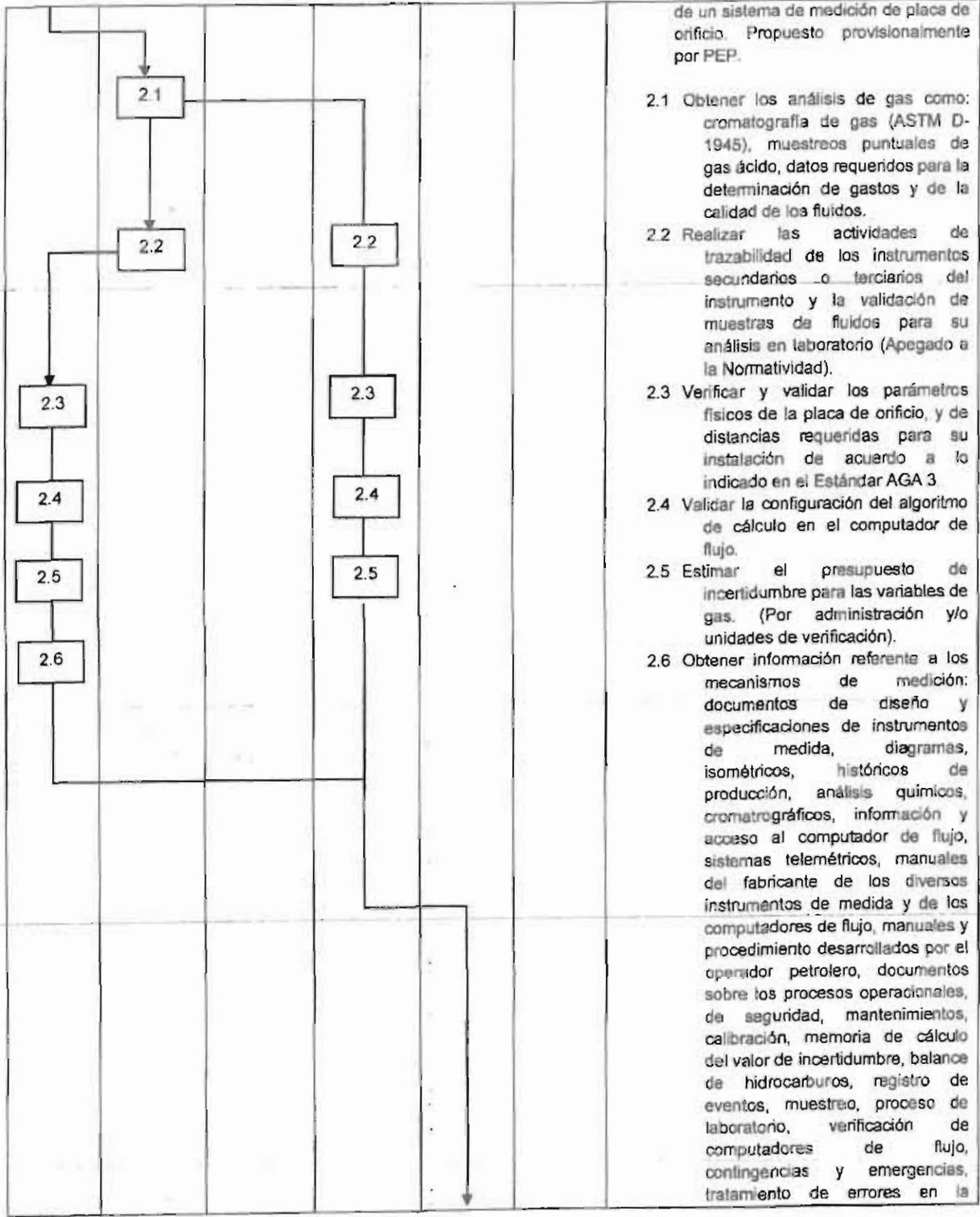
PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO GAS EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.

| | | | | | | |
|---------------------------|--|--|---------------------------|--|--|--|
| <p align="center">1.5</p> | | | <p align="center">1.5</p> | | | <p>del factor de encogimiento del aceite y habilitación de la curva de calibración resultante a diferentes gastos.</p> |
| <p align="center">1.6</p> | | | | | | <p>1.5 Estimar el presupuesto de incertidumbre para las variables: gasto de aceite, gas y agua.</p> |
| | | | | | | <p>1.6 Obtener y resguardar información referente a los mecanismos de medición: documentos de diseño y especificaciones de instrumentos de medida, diagramas, isométricos, históricos de producción, análisis químicos, cromatográficos, corte de agua, información y acceso al computador de flujo, sistemas telemétricos, manuales del fabricante de los diversos instrumentos de medida y de los computadores de flujo, manuales y procedimiento desarrollados por el operador petrolero, documentos sobre los procesos operacionales, de seguridad, mantenimientos, calibración, memoria de cálculo del valor de incertidumbre, balance de hidrocarburos, registro de eventos, muestreo, proceso de laboratorio, verificación de computadores de flujo, contingencias y emergencias, tratamiento de errores en la medición, información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los mecanismos de información y elementos del proceso tales como, separación, mezcla y estabilización, información sobre los diagnósticos y auditorías, información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en medición.</p> |
| <p align="center">2</p> | | | | | | <p>MEDICIÓN DE REFERENCIA Centro de Proceso Akal-C6</p> <p>2 Determinar la medición de gas en la cual viene integrado otras corrientes adicionales en la que se encuentra la producción de Ek y Balam, en el Centro de Proceso Akal-C6, a través</p> |

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures]

PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO GAS EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.

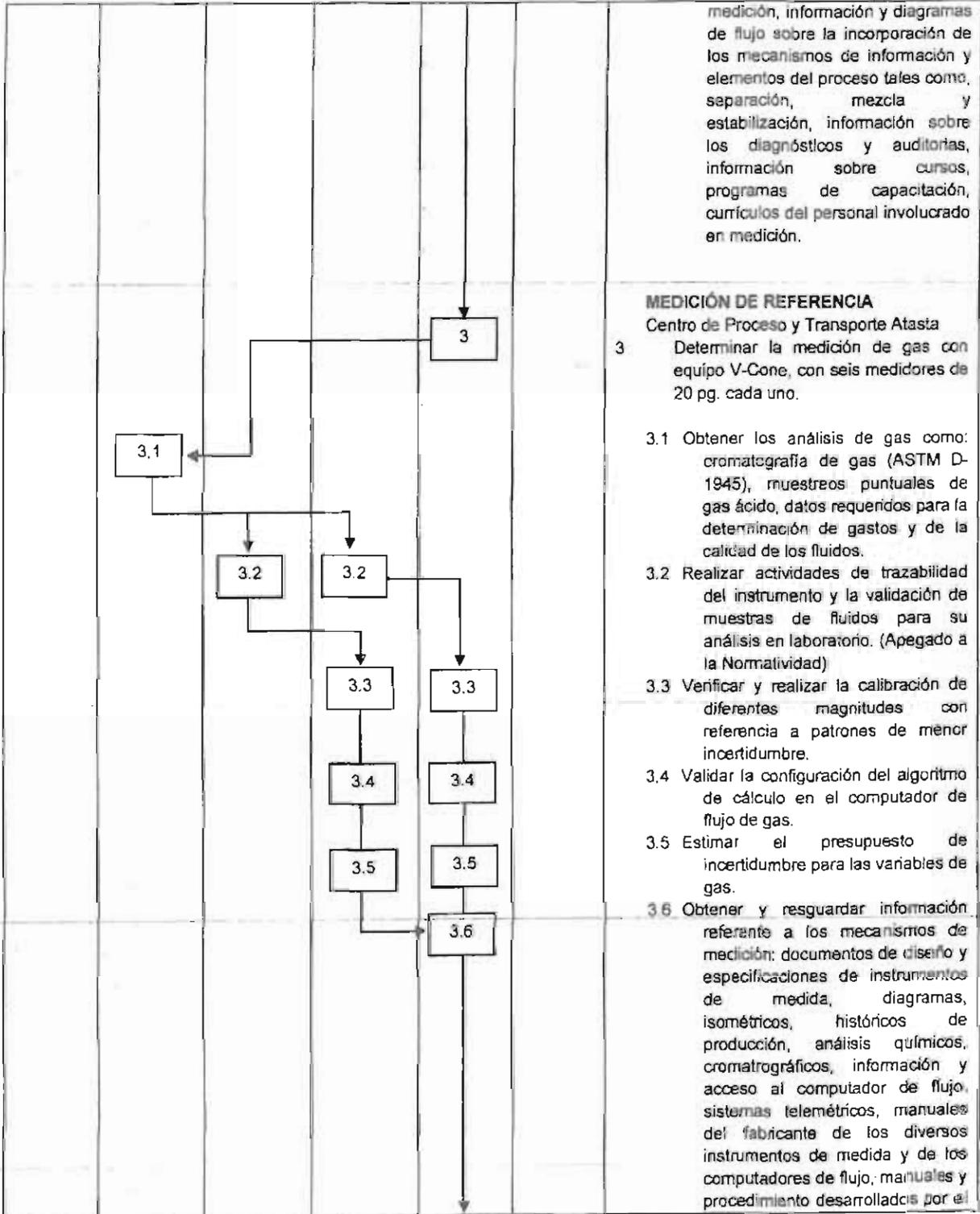


de un sistema de medición de placa de orificio. Propuesto provisionalmente por PEP.

- 2.1 Obtener los análisis de gas como: cromatografía de gas (ASTM D-1945), muestreos puntuales de gas ácido, datos requeridos para la determinación de gastos y de la calidad de los fluidos.
- 2.2 Realizar las actividades de trazabilidad de los instrumentos secundarios o terciarios del instrumento y la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorio (Apegado a la Normatividad).
- 2.3 Verificar y validar los parámetros físicos de la placa de orificio, y de distancias requeridas para su instalación de acuerdo a lo indicado en el Estándar AGA 3
- 2.4 Validar la configuración del algoritmo de cálculo en el computador de flujo.
- 2.5 Estimar el presupuesto de incertidumbre para las variables de gas. (Por administración y/o unidades de verificación).
- 2.6 Obtener información referente a los mecanismos de medición: documentos de diseño y especificaciones de instrumentos de medida, diagramas, isométricos, históricos de producción, análisis químicos, cromatográficos, información y acceso al computador de flujo, sistemas telemétricos, manuales del fabricante de los diversos instrumentos de medida y de los computadores de flujo, manuales y procedimiento desarrollados por el operador petrolero, documentos sobre los procesos operacionales, de seguridad, mantenimientos, calibración, memoria de cálculo del valor de incertidumbre, balance de hidrocarburos, registro de eventos, muestreo, proceso de laboratorio, verificación de computadores de flujo, contingencias y emergencias, tratamiento de errores en la

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO GAS EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



medición, información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los mecanismos de información y elementos del proceso tales como, separación, mezcla y estabilización, información sobre los diagnósticos y auditorías, información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en medición.

MEDICIÓN DE REFERENCIA

Centro de Proceso y Transporte Atasta

3 Determinar la medición de gas con equipo V-Cone, con seis medidores de 20 pg. cada uno.

3.1 Obtener los análisis de gas como: cromatografía de gas (ASTM D-1945), muestreos puntuales de gas ácido, datos requeridos para la determinación de gastos y de la calidad de los fluidos.

3.2 Realizar actividades de trazabilidad del instrumento y la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorio. (Apegado a la Normatividad)

3.3 Verificar y realizar la calibración de diferentes magnitudes con referencia a patrones de menor incertidumbre.

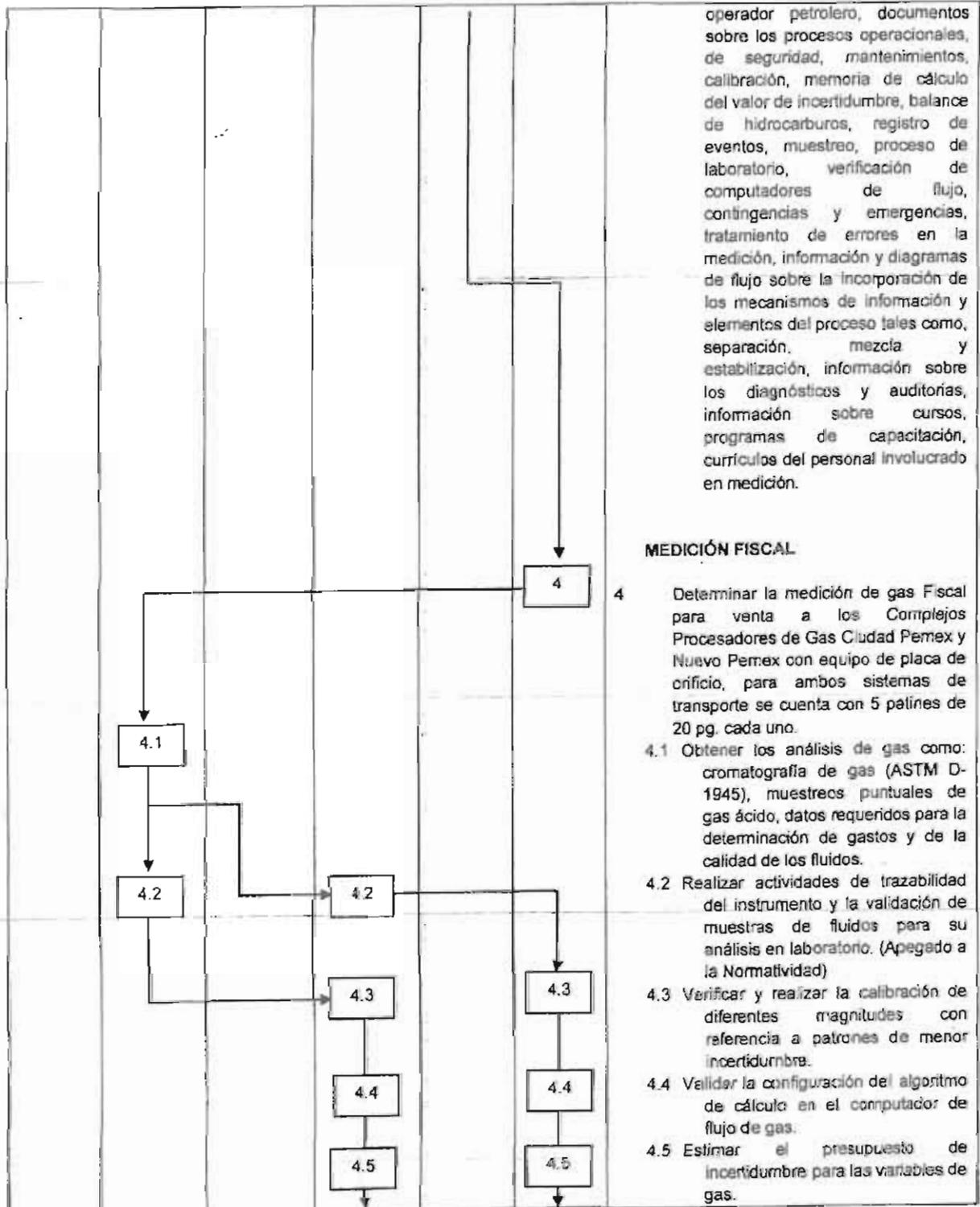
3.4 Validar la configuración del algoritmo de cálculo en el computador de flujo de gas.

3.5 Estimar el presupuesto de incertidumbre para las variables de gas.

3.6 Obtener y resguardar información referente a los mecanismos de medición; documentos de diseño y especificaciones de instrumentos de medida, diagramas, isométricos, históricos de producción, análisis químicos, cromatográficos, información y acceso al computador de flujo, sistemas telemétricos, manuales del fabricante de los diversos instrumentos de medida y de los computadores de flujo; manuales y procedimiento desarrollados por el

[Handwritten signatures and initials]

PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO GAS EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



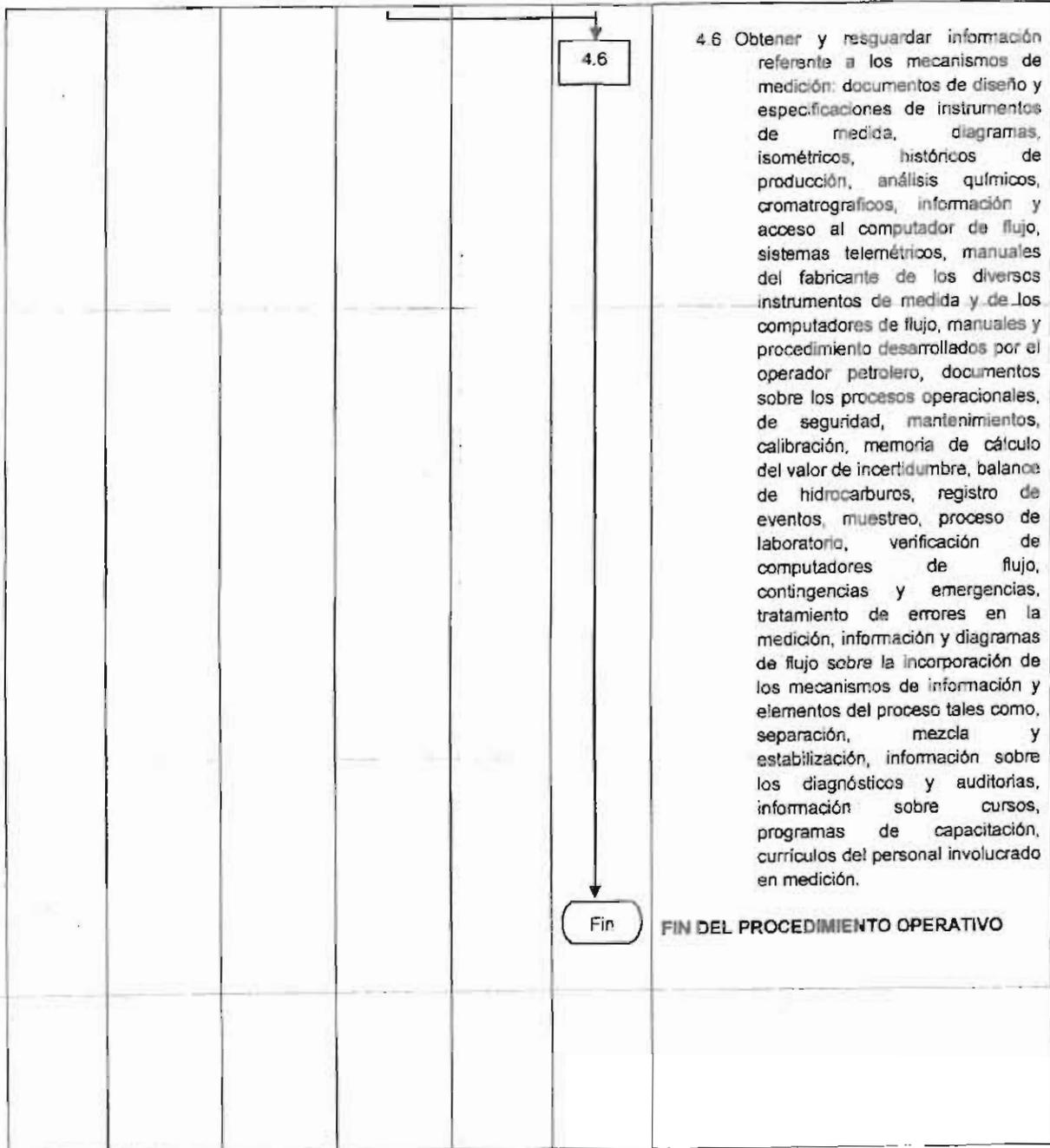
operador petrolero, documentos sobre los procesos operacionales, de seguridad, mantenimientos, calibración, memoria de cálculo del valor de incertidumbre, balance de hidrocarburos, registro de eventos, muestreo, proceso de laboratorio, verificación de computadores de flujo, contingencias y emergencias, tratamiento de errores en la medición, información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los mecanismos de información y elementos del proceso tales como, separación, mezcla y estabilización, información sobre los diagnósticos y auditorías, información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en medición.

MEDICIÓN FISCAL

- 4 Determinar la medición de gas Fiscal para venta a los Complejos Procesadores de Gas Ciudad Pemex y Nuevo Pemex con equipo de placa de orificio, para ambos sistemas de transporte se cuenta con 5 patines de 20 pg. cada uno.
- 4.1 Obtener los análisis de gas como: cromatografía de gas (ASTM D-1945), muestreos puntuales de gas ácido, datos requeridos para la determinación de gastos y de la calidad de los fluidos.
- 4.2 Realizar actividades de trazabilidad del instrumento y la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorio. (Apegado a la Normatividad)
- 4.3 Verificar y realizar la calibración de diferentes magnitudes con referencia a patrones de menor incertidumbre.
- 4.4 Validar la configuración del algoritmo de cálculo en el computador de flujo de gas.
- 4.5 Estimar el presupuesto de incertidumbre para las variables de gas.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO GAS EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



4.6 Obtener y resguardar información referente a los mecanismos de medición: documentos de diseño y especificaciones de instrumentos de medida, diagramas, isométricos, históricos de producción, análisis químicos, cromatográficos, información y acceso al computador de flujo, sistemas telemétricos, manuales del fabricante de los diversos instrumentos de medida y de los computadores de flujo, manuales y procedimiento desarrollados por el operador petrolero, documentos sobre los procesos operacionales, de seguridad, mantenimientos, calibración, memoria de cálculo del valor de incertidumbre, balance de hidrocarburos, registro de eventos, muestreo, proceso de laboratorio, verificación de computadores de flujo, contingencias y emergencias, tratamiento de errores en la medición, información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los mecanismos de información y elementos del proceso tales como, separación, mezcla y estabilización, información sobre los diagnósticos y auditorías, información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en medición.

FIN DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO

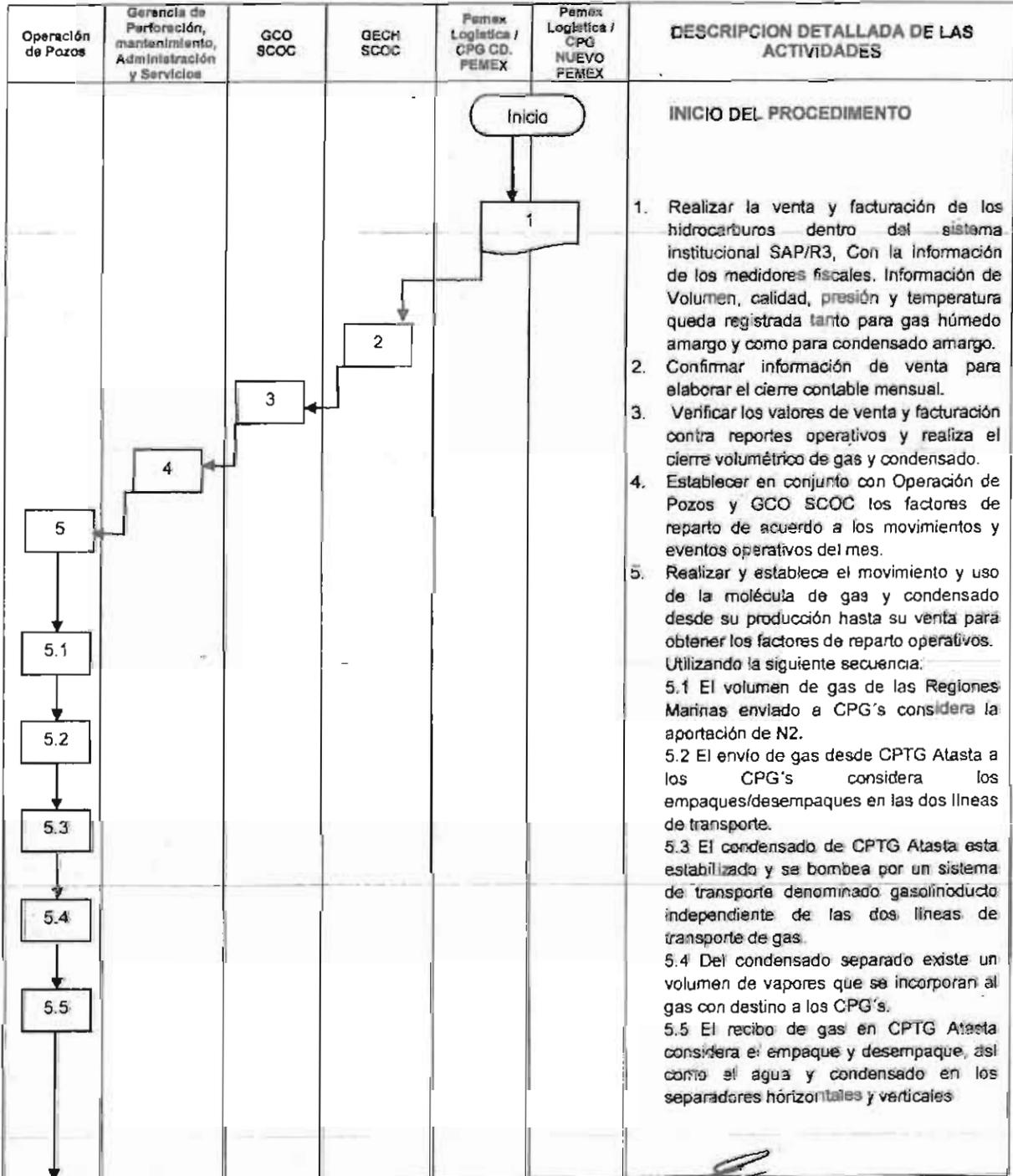
[Handwritten signatures and initials in blue ink]

ANEXO II

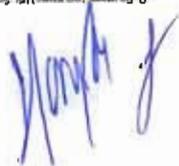
[Handwritten signature]

PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMÉTRICA DEL HIDROCARBURO GAS EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL

DIAGRAMA DE FLUJO Y DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS ACTIVIDADES.



Este documento es para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte del mismo puede ser usada, citada o reproducirse para su distribución externa, sin previa autorización escrita de la Dirección General de PEP.

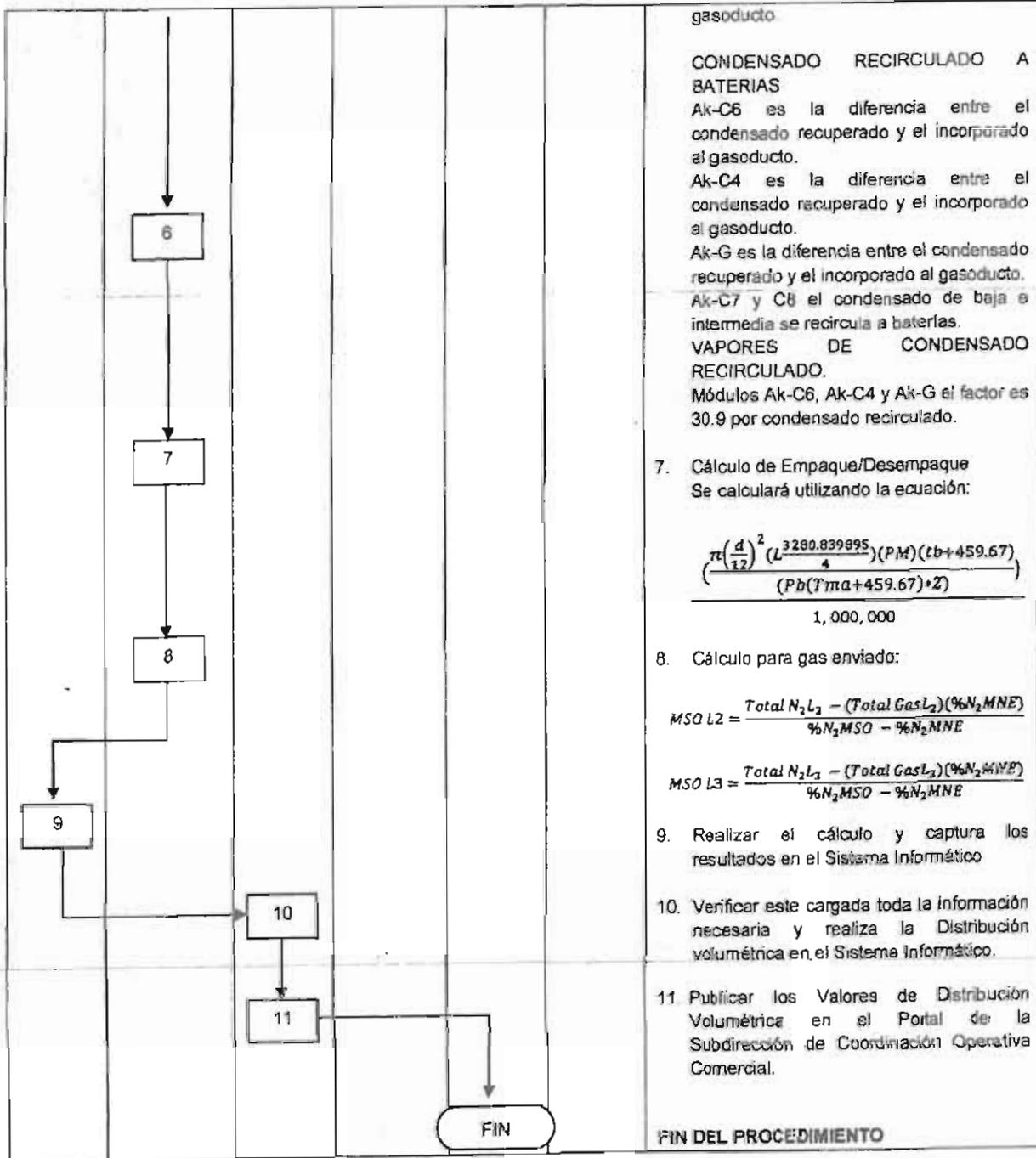



PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMÉTRICA DEL HIDROCARBURO GAS EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL.

| | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|---|
| <p>↓</p> <p>5.6</p> <p>↓</p> <p>5.7</p> <p>↓</p> <p>5.8</p> <p>↓</p> <p>5.9</p> <p>↓</p> <p>5.10</p> <p>↓</p> <p>5.11</p> <p>↓</p> <p>5.12</p> <p>↓</p> <p>5.13</p> <p>↓</p> <p>6</p> <p>↓</p> | | | | | | <p>5.6 Los módulos de Ak-C4 pueden tomar gas de Ak-DB, booster de Ak-B y booster de NH-A y la descarga de este se envía a succión de módulos de compresión para inyección a yacimiento en Ak-C Perforación.</p> <p>5.7 Los módulos de AK-G pueden tomar gas propio o del traspaso de AK-C.</p> <p>5.8 El envío de gas hacia CPTG Atasta vía NH-A considera el volumen de salida de los módulos AK-C6 y Ak-C7 (que no toman las endulzadoras de Ak-C8), Ak-J4 y Ak-J2.</p> <p>5.9 La descarga de módulos de Ak-C6 puede enviar gas a endulzadoras de Ak-C8 y/o a CPG's vía NH-A. Las endulzadoras pueden succionar gas de la descarga de módulos de Ak-C7 y Ak-C6. La salida de gas dulce se envía para uso en BN o combustible.</p> <p>5.10 Los módulos de AK-C6 toman gas de los boosters de KMZ, Ak-j perforación y Ak-C6.</p> <p>5.11 El gas de baterías Ak-C se comprime en Ak-C6 para enviar a succión de módulos de Ak-C6.</p> <p>5.12 El gas quemado de vapores, baterías y pilotos es tomado de las asignaciones y BN que llegan a las baterías de Ak-C.</p> <p>5.13 Ek-Balam, Akal y Sihil llegan a las baterías de Ak-C junto con gas de BN.</p> <p>6. Para el uso de los factores en las instalaciones marinas, vigente a febrero de 2017. Cambios serán informados por oficio.</p> <p>AGUA AMARGA Booster Ak-C6 0.93142 por descarga. Módulos Ak-C6 0.782185 por descarga. Módulos Ak-C4 1.156966 por descarga Módulos Ak-G 1.837535 por descarga Deshidratadora Ak-C8 1.0 por salida.</p> <p>CONDENSADO RECUPERADO Módulo Ak-C4 0.75 por descarga Módulo Ak-G 0.75 por descarga Endulzadora Ak-C8 alta y baja 0.130408 por salida.</p> <p>CONDENSADO INCORPORADO AL GASODUCTO Solo el condensado de alta en Ak C7 y C8 se incorpora al gasoducto. Para Ak-C6, C4 y Ak-G es cero incorporado al</p> |
|--|--|--|--|--|--|---|

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMÉTRICA DEL HIDROCARBURO GAS EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL



[Handwritten signatures and initials]

ANEXO III

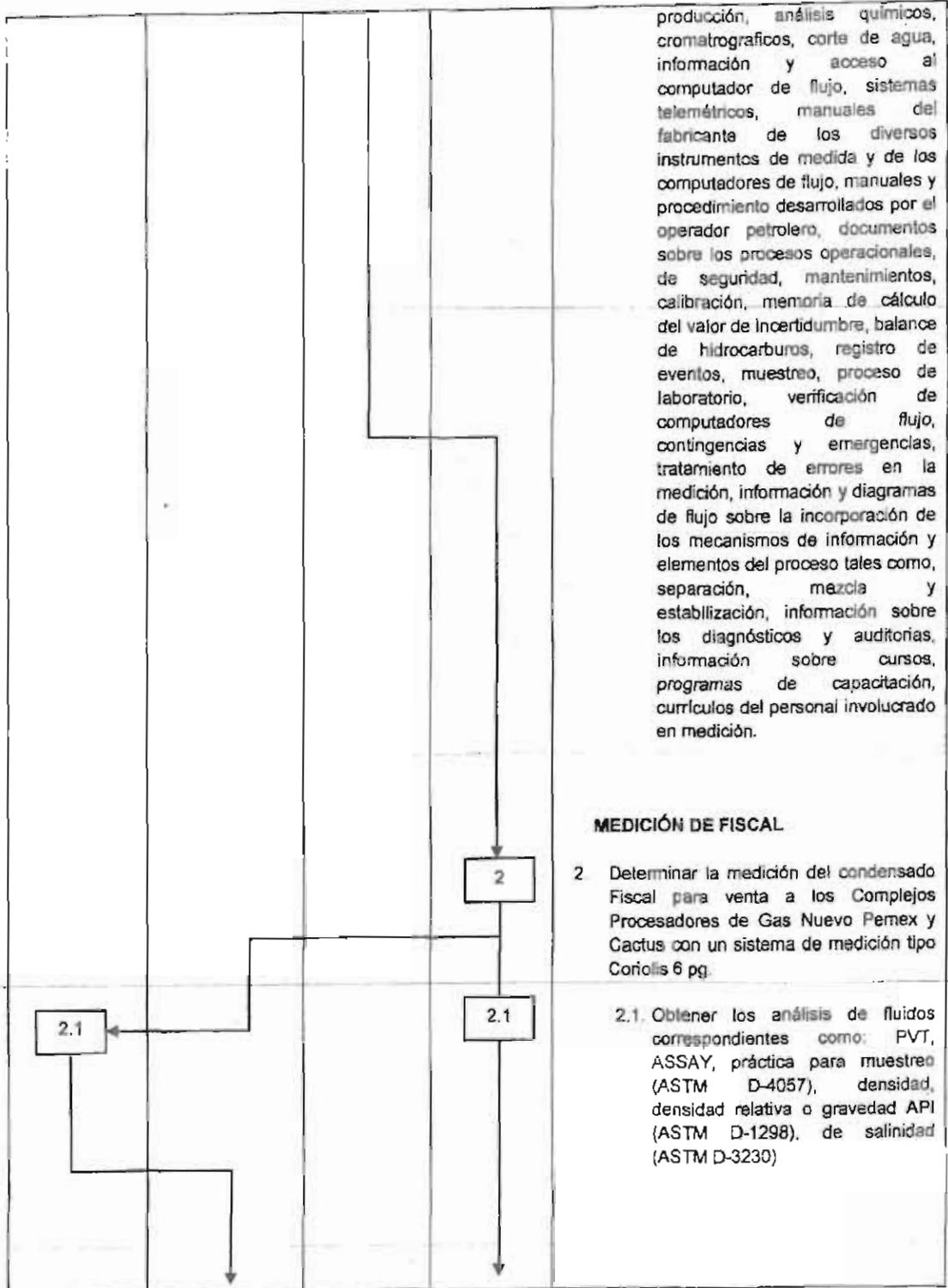
Handwritten signature and initials

PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO CONDENSADO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.

DIAGRAMA DE FLUJO Y DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS ACTIVIDADES.

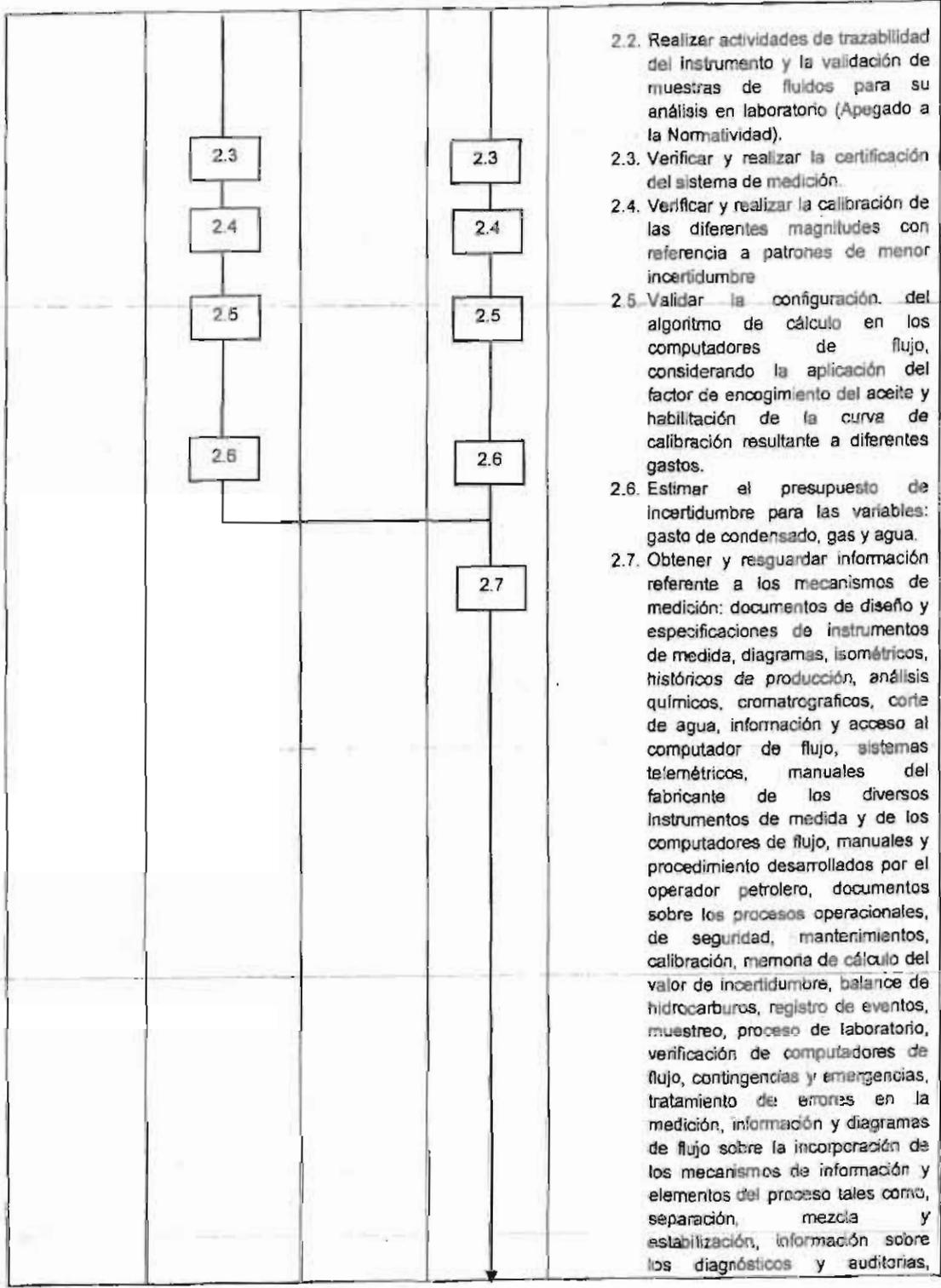
| Laboratorio de Fluidos PEP-Logística | Laboratorios de Ensayos, Prueba y Calibración | Centro de Proceso y Transporte Atasta | Centro de distribución de Gas Marino Cudal Pemex | DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS ACTIVIDADES |
|--------------------------------------|---|---------------------------------------|--|---|
| | | | | <p>INICIO DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO</p> <p>MEDICIÓN DE TRANSFERENCIA</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Determinar los gastos de producción de condensado, integrado por diferentes corrientes en la cual se incluye Ek-Balam, producto de los procesos de compresión-separación efectuados en el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta. El Fluido es medido con un sistema de medición tipo Coriolis 6 pg. 1.1 Obtener los análisis de fluidos correspondientes como: PVT, ASSAY, práctica para muestreo (ASTM D-4057), densidad, densidad relativa o gravedad API (ASTM D-1298). 1.2 Realizar actividades de trazabilidad del instrumento y la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorio (Apegado a la Normatividad). 1.3 Verificar y realizar la certificación del medidor. 1.4 Verificar y realizar la calibración de las diferentes magnitudes con referencia a patrones de menor incertidumbre. 1.5 Validar la configuración del algoritmo de cálculo en los computadores de flujo, considerando la aplicación del factor de encogimiento del condensado y habilitación de la curva de calibración resultante a diferentes gastos. 1.6 Estimar el presupuesto de incertidumbre para las variables: gasto de condensado. 1.7 Obtener y resguardar información referente a los mecanismos de medición: documentos de diseño y especificaciones de Instrumentos de medida, diagramas, isométricos, históricos de |

PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO CONDENSADO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



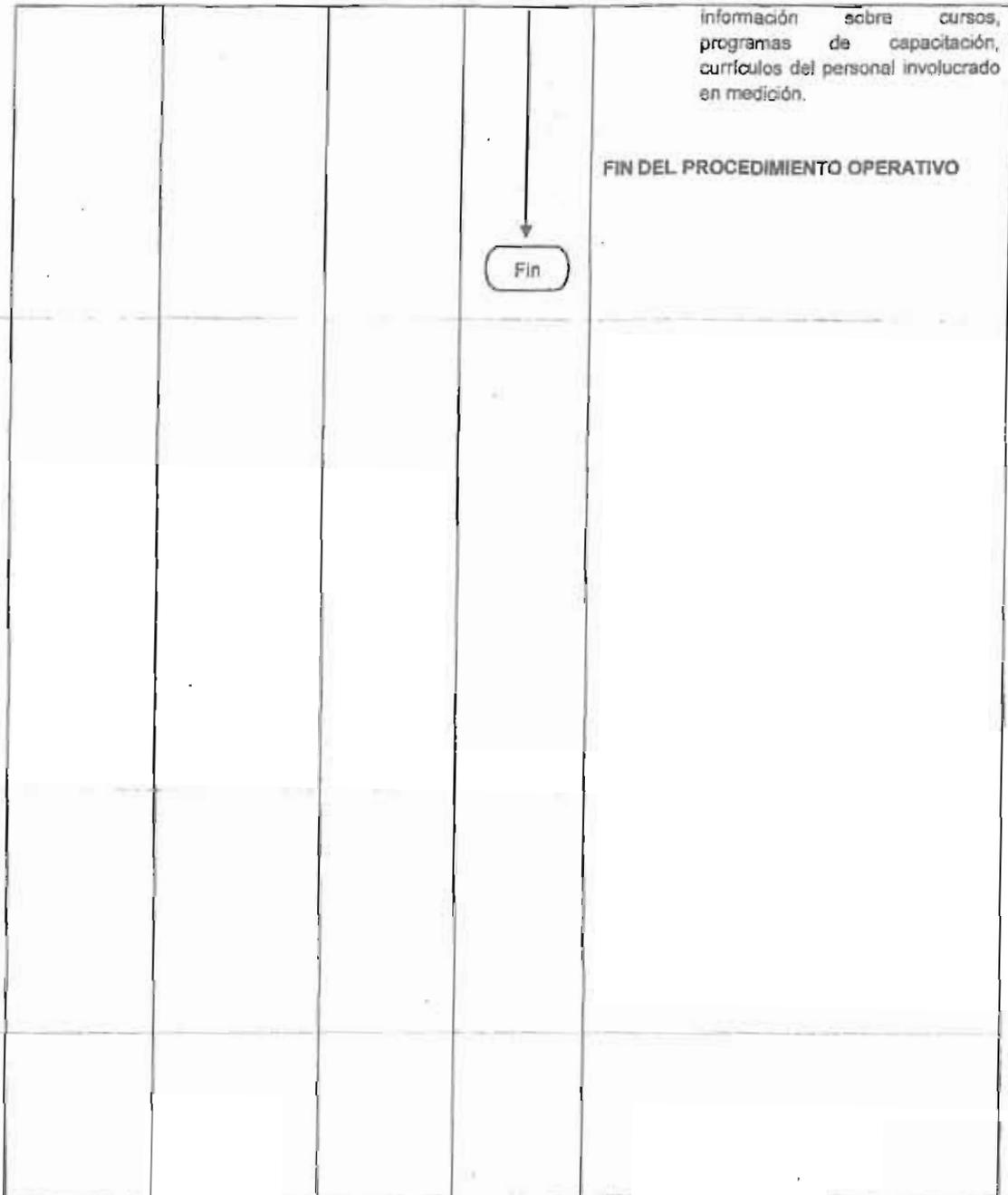
[Handwritten signatures and initials]

PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO CONDENSADO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



[Handwritten signature and initials]

PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO CONDENSADO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



H
g

g



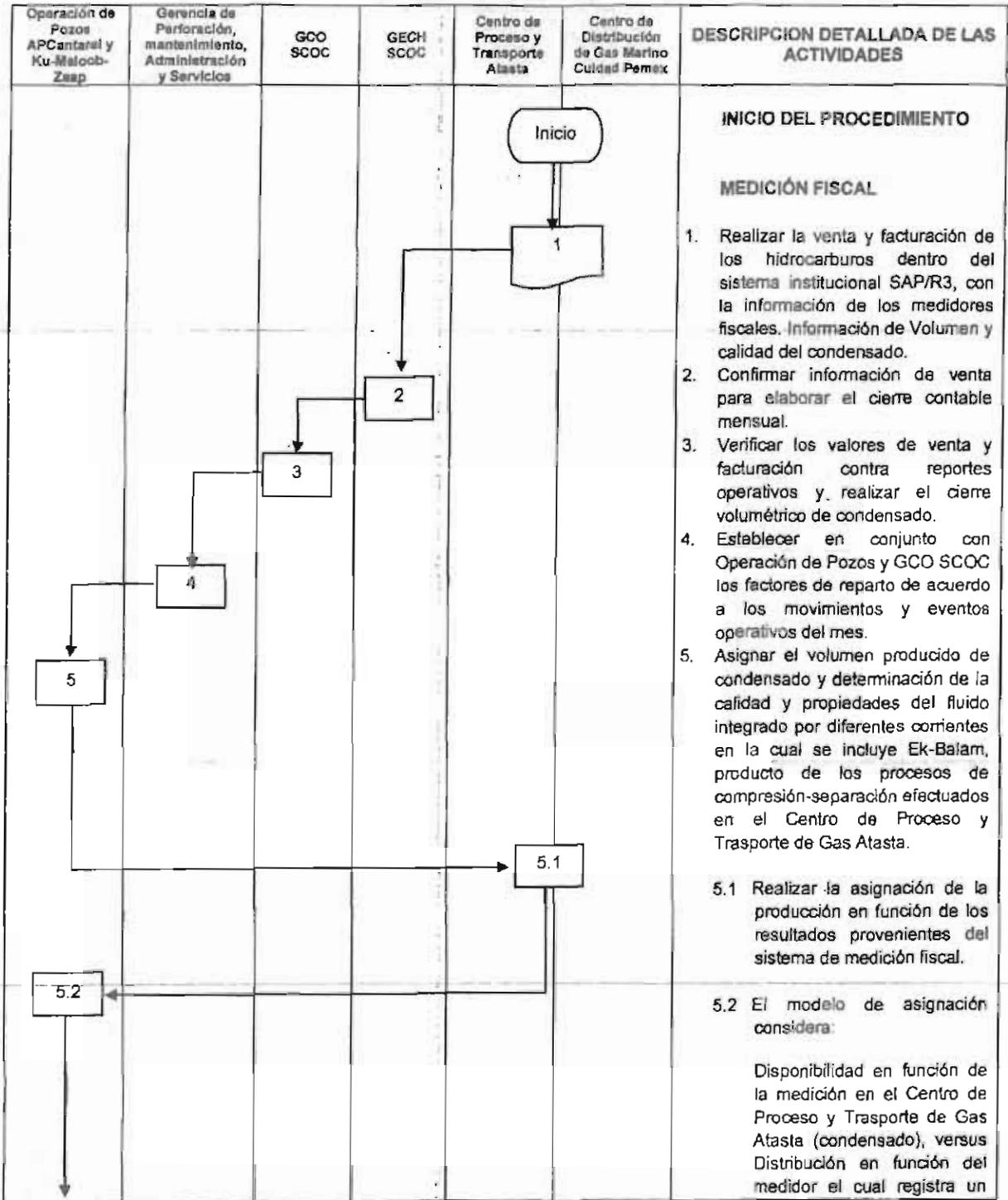
Handwritten signature and initials in blue ink.

ANEXO IV

[Handwritten signature]

PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO CONDENSADO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL.

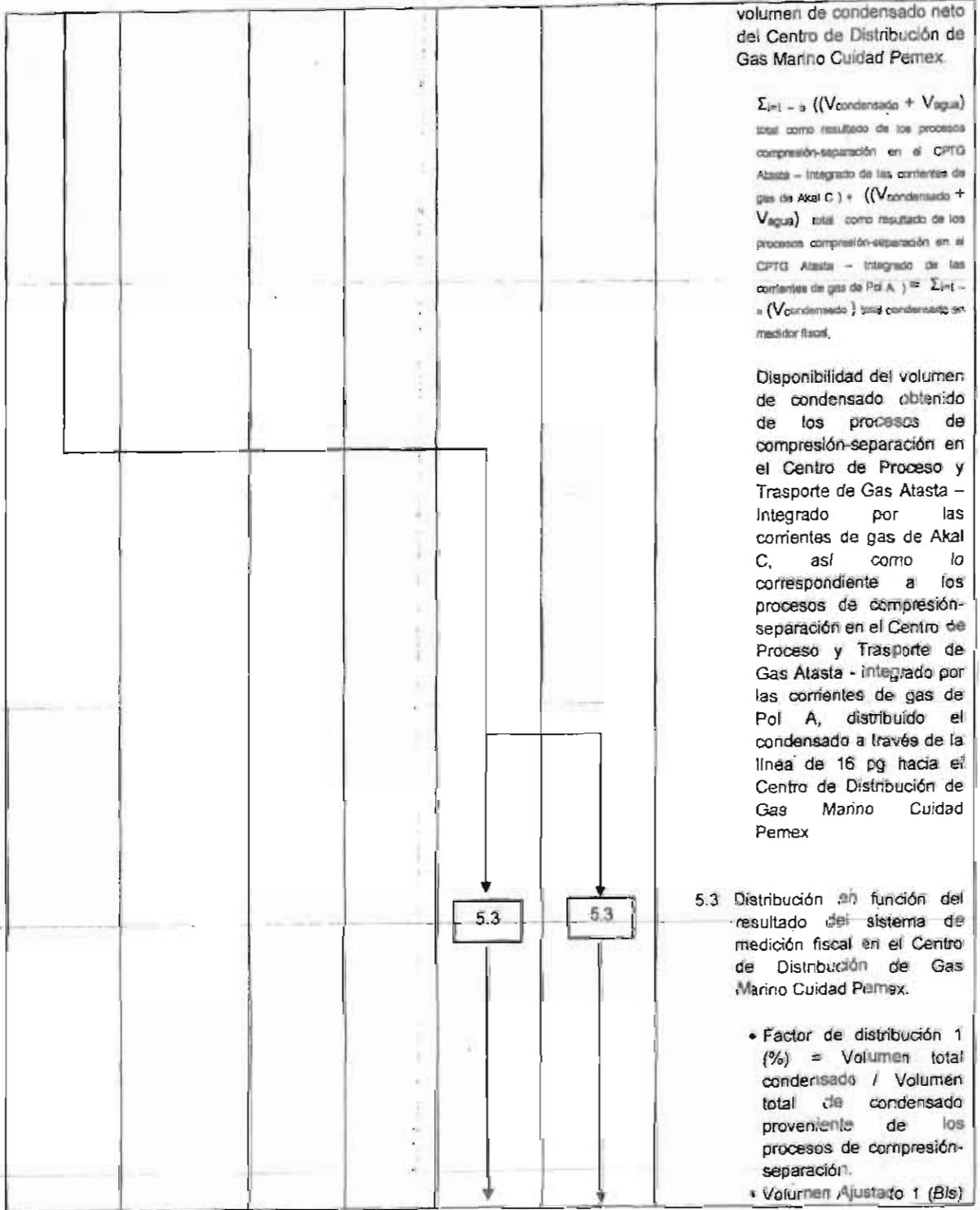
DIAGRAMA DE FLUJO Y DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS ACTIVIDADES.



Este documento es para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte del mismo puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa autorización escrita de la Dirección General de PEP.

[Handwritten signatures and initials]

PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO CONDENSADO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL



volumen de condensado neto del Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex.

$\Sigma_{i=1}^n (V_{\text{condensado}} + V_{\text{agua}})$
 total como resultado de los procesos compresión-separación en el CPTG Atasta - Integrado de las corrientes de gas de Akal C) + (($V_{\text{condensado}} + V_{\text{agua}}$) total como resultado de los procesos compresión-separación en el CPTG Atasta - Integrado de las corrientes de gas de Pol A.) = $\Sigma_{i=1}^n (V_{\text{condensado}})$ total condensado en medidor fiscal.

Disponibilidad del volumen de condensado obtenido de los procesos de compresión-separación en el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta - Integrado por las corrientes de gas de Akal C, así como la correspondiente a los procesos de compresión-separación en el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta - integrado por las corrientes de gas de Pol A, distribuido el condensado a través de la línea de 16 pg hacia el Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex

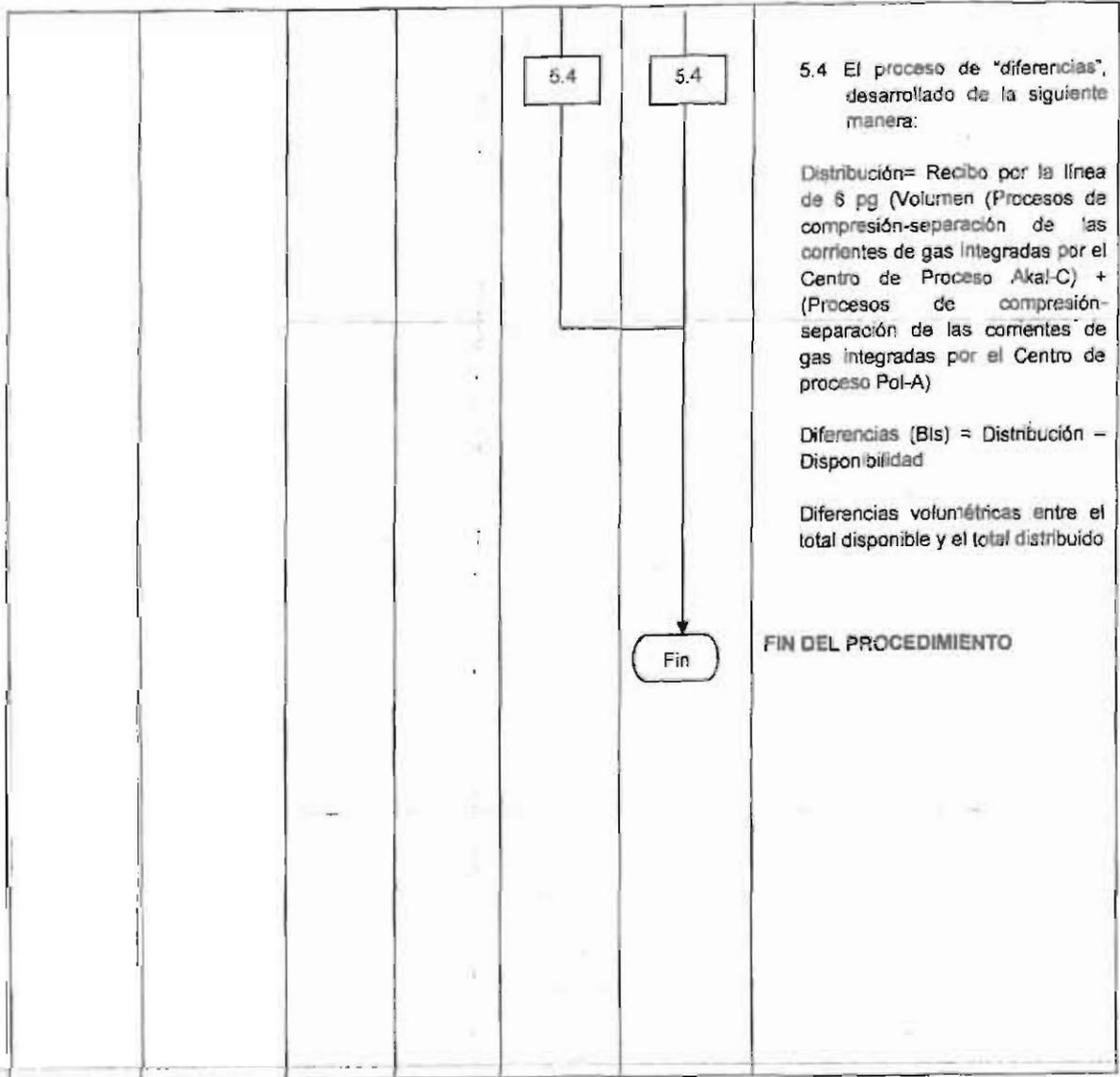
5.3 Distribución en función del resultado del sistema de medición fiscal en el Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex.

- Factor de distribución 1 (%) = Volumen total condensado / Volumen total de condensado proveniente de los procesos de compresión-separación.
- Volumen Ajustado 1 (Bls)

PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMÉTRICA DEL HIDROCARBURO CONDENSADO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL

| | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|--|---|
| | | | | | | | | <p>= (Volumen (Procesos de compresión-separación de las corrientes de gas integrado por el Centro de Proceso Akal-C) * Factor Volumétrico de distribución 1) + (Volumen (Procesos de compresión-separación de las corrientes de gas integrado por el Centro de Proceso Centro de proceso Pol-A) * Factor Volumétrico de distribución 1).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Factor de distribución 2 (%) = Volumen Ajustado 1 / Volumen (Procesos de compresión-separación de las corrientes de gas integrado por el Centro de Proceso Centro de Proceso Akal-C). • Volumen Ajustado 2 (Bls) = (Volumen (Procesos de compresión-separación de las corrientes de gas integrados por el Centro de Proceso Centro de Proceso Akal-C) * Factor Volumétrico de distribución 2) • Factor de distribución 3 (%) = Volumen Ajustado 1 / Volumen (Procesos de compresión-separación de las corrientes de gas integrado por el Centro de Proceso Centro de proceso Pol-A). • Volumen Ajustado 3 (Bls) = Volumen (Procesos de compresión-separación de las corrientes de gas integrado por el Centro de Proceso Centro de proceso Pol-A) * Factor Volumétrico de distribución 3. |
|--|--|--|--|--|--|--|--|---|

PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMÉTRICA DEL HIDROCARBURO CONDENSADO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL



[Handwritten signature]



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

**Propuesta de Punto de Medición provisional
respecto del Contrato para la Extracción de
Hidrocarburos derivado del procedimiento
de migración de las Asignaciones A-0120-M-
Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam**

Medición de Líquidos

Abril 2017

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized, cursive letter 'A' followed by a horizontal stroke.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be a name with a long, sweeping underline.

Contenido

| | |
|--|----|
| Introducción..... | 3 |
| I. Área Contractual Ek y Balam..... | 6 |
| II. Criterios técnicos para la evaluación del Punto de Medición de Provisional | 7 |
| III. Evaluación de la Propuesta del Punto de Medición provisional del Área Contractual..... | 8 |
| a. Descripción del proceso de Distribución de Hidrocarburos líquidos, desde el Área Contractual al Punto de Medición. | 8 |
| b. Propuesta de medición y Ubicación del punto de medición | 12 |
| c. Procedimiento de la determinación volumétrica y asignación del Hidrocarburo líquido | 14 |
| d. Procedimiento particular de Akal C para determinar precio de los hidrocarburos líquidos | 16 |
| e. Competencias del Responsable Técnico..... | 18 |
| f. Opinión de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público | 18 |
| IV. Conclusión | 19 |



Introducción

EL 20 de diciembre de 2013, el Ejecutivo Federal publicó en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.

De acuerdo al texto constitucional, tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y, con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares.

Asimismo, el 11 de agosto de 2014, se publicaron en el DOF entre otros, los decretos por los que se expidieron las leyes de Hidrocarburos y de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, entre otros, a través de los cuales, se otorgaron a la Secretaría de Energía y a la Comisión Nacional de Hidrocarburos diversas facultades para el otorgamiento de asignaciones y para la adjudicación y suscripción de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, respectivamente.

Igualmente se estableció en la Ley de Hidrocarburos la facultad de la Comisión de emitir la regulación y supervisar su cumplimiento en materia de medición de la producción de hidrocarburos, considerando, al menos, la instalación y verificación de los sistemas de medición de acuerdo con estándares internacionales y que los mismos sean auditables por terceros con reconocida experiencia internacional.

El 31 de octubre de 2014, el Ejecutivo Federal publicó veinticuatro reglamentos, un decreto y un ordenamiento con los que se crean condiciones adecuadas para detonar la inversión, asegurando la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo y reafirmando la rectoría del Estado en los procesos de exploración, extracción, refinación, petroquímica, transporte y almacenamiento de hidrocarburos y en las actividades del sector eléctrico.

Por su parte, y en cumplimiento a sus facultades en materia de medición de hidrocarburos, el 29 de septiembre de 2015, publicó en el DOF los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, Lineamientos Técnicos).

Asimismo, el Órgano de Gobierno de la Comisión modificó los Lineamientos Técnicos, mediante Acuerdos CNH.E.02.001/16 y CNH.E.29.002/16, publicados en el DOF los días 11 de febrero y 2 de agosto del año en curso, respectivamente, los cuales se refieren a continuación:

- I. ACUERDO CNH.E.02.001/16, mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 43, fracción II y 46, primer párrafo y adiciona el transitorio séptimo a los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, publicados el 29 de septiembre de 2015.

- II. ACUERDO CNH.E.29.002/16 mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 42 y 43 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Derivado de la publicación de anterior, y tomando en consideración que la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento regulan el procedimiento de migración de las asignaciones a contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como de lo establecido en los Lineamientos Técnicos, se llevó a cabo lo siguiente:

- El 13 de enero de 2017, mediante oficio 500.011/2017, la Secretaría de Energía, remitió a la Comisión la información necesaria para la suscripción del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam (en adelante, Contrato), derivado del procedimiento de migración realizado en términos de lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento.
- El 27 de febrero de 2017, mediante oficio PEP-DG-SAP-GCR-061-2017, Pemex, a través de PEP, presentó para aprobación de la Comisión, una propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual Ek-Balam (en adelante, Área Contractual).

Lo anterior, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, el cual establece lo siguiente:

“Artículo 42. De los Mecanismos de Medición. Como parte de los planes y para efectos de evolución de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá entregar a lo Comisión la información siguiente:

- I.(...)*
- II.(...)*
- III.(...)*
- IV.(...)*
- V.(...)*
- VI.(...)*
- VII.(...)*
- VIII.(...)*
- IX.(...)*
- X.(...)*
- XI.(...)*
- XII.(...)*
- XIII.(...)*
- XIV.(...)*

Trotándose de Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción a sean susceptibles de iniciar Producción previa a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición conforme a los planes respectivos, el licitante ganador, el operador designado con motivo

de un proceso de migración o el Operador Petrolero, según corresponda, podrá presentar a consideración de la Comisión, con 15 días hábiles de anticipación al inicio de las actividades de Extracción, una propuesta de Punto de Medición provisional, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.

En su caso, la propuesta de Punta de Medición provisional deberá contener, cuando menas, su identificación, ubicación, el Responsable Oficial, así como un mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

Para la evaluación y, en su caso, aprobación de la Medición de Hidrocarburos en las Contratos a que se refieren los dos párrafos anteriores, la Comisión verificará la suficiencia y congruencia de la propuesta.”

[Énfasis añadido]

- El 13 de marzo de 2017, mediante oficio 250.083/2017, la Comisión previno a PEP para que remitiera diversas aclaraciones y precisiones respecto a la información presentada por esa empresa productiva del Estado, subsidiaria de Petróleos Mexicanos, en relación a su propuesta de Punto de Medición provisional.
- El 23 de marzo de 2017, la PEP mediante oficio PEP-DG-SAT-GCR-167-2017 atendió la prevención referida anteriormente.
- El 27 de marzo de 2017, se llevó a cabo una reunión de trabajo entre servidores públicos de la Comisión y PEP con el objeto de llevar a cabo diversas aclaraciones respecto de la información presentada por la empresa productiva del Estado, subsidiaria de Petróleos Mexicanos, en relación a su propuesta de Punto de Medición provisional.
- Mediante el oficio 250.105/2017 del 05 de abril de 2017 y su alcance mediante oficio 250.111/2017 del 12 de abril de 2017 y conforme a la información remitida por PEP, referida anteriormente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público su opinión respecto a la ubicación propuesta por PEP del Punto de Medición provisional.

Lo anterior, tomando en consideración que la modalidad del Contrato es de producción compartida y, por consiguiente, los hidrocarburos que, conforme al mismo, correspondan al Estado, deben ser entregados para su enajenación al comercializador del Estado; y en relación a lo establecido en el artículo 43 de los Lineamientos Técnicos.

- El 10 de abril de 2017, mediante oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-221-2017, PEP presentó a la Comisión una modificación a la información presentada respecto de la determinación del precio del petróleo del Área Contractual.

Derivado de lo anterior, mediante oficio 250.111/2017, la Comisión remitió a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, un alcance al oficio a que se hace referencia en el

Considerando Décimo Primero de la presente Resolución con la modificación de la información presentada por PEP.

- El 17 de abril de 2017, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, mediante oficio 352-A-045, manifestó estar de acuerdo con la ubicación del Punto de Medición provisional propuesto por PEP, tal y como se cita a continuación:

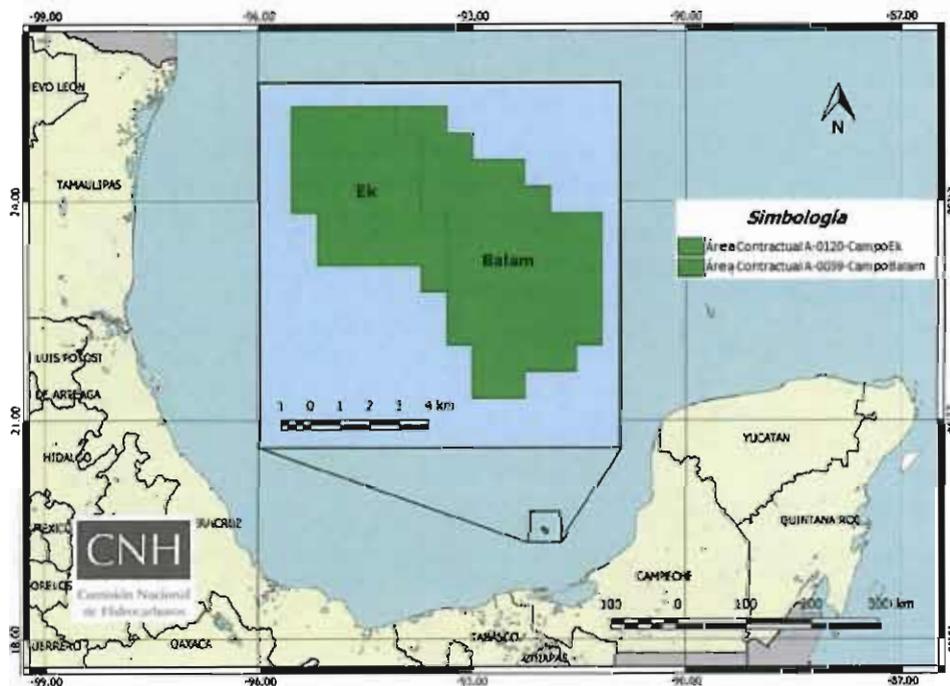
“El mecanismo de determinación del valor de los hidrocarburos en el punto de medición provisional sugerido cumple con los requerimientos de esta Secretaría y, por tanto, se está de acuerdo con la ubicación del Punto de Medición provisional propuesto para la migración referida.”

Derivado de lo anteriormente expuesto y, conforme a lo establecido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos de Medición, la Dirección General de Medición llevó a cabo la evaluación de la propuesta de Punto de Medición provisional presentado por PEP respecto del Contrato, con fundamento en los artículos 10, fracción VI, inciso c, 11, 21, fracciones II, X, XVI y XXVI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

I. Área Contractual Ek y Balam

El Área Contractual Ek-Balam se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 95 km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. El Área Contractual tiene dos bloques: uno correspondiente al Campo Ek es de 24.19 km² y el otro correspondiente al Campo Balam de 39.52 km², ambos bloques tienen un tirante de agua entre 49 y 52 m.

Figura 1. Ubicación geográfica de los campos EK-BALAM. Fuente: CNH



Los campos Ek y Balam se encuentran en la Cuenca Pilar Reforma-Akal; la estructura está definida por un anticlinal alargado con dirección NW-SE, que en su porción central fue intrusionado por un emplazamiento salino a nivel del yacimiento JSO quedando en el lado Oeste el Campo Ek y del lado Este el Campo Balam. Estratigráficamente la columna del área se puede dividir en tres sistemas principales que son los periodos Jurásico, Cretácico y Terciario.

| | EK | | BALAM | |
|---|--------------|--------------|-------------|--------------|
| | JSO | BKS | JSO | BKS |
| Área (km ²) | 6.83 | 9.97 | 12.16 | 5 |
| Fecha de inicio de explotación (aa) | 1991 | 2005 | 1993 | 2007 |
| Número y tipo de pozos perforados (núm.) | 18 | 5 | 20 | 1 |
| Estado actual de pozos productores (núm.) | 0 | 15 | 6 | 2 |
| Tipo de hidrocarburos | Aceite negro | Aceite negro | ceite negro | Aceite negro |
| Densidad del aceite (°API) | 27 | 12 | 27 | 12 |
| Producción de Aceite | 83,183 (bpd) | | | |

Tabla 1. Datos coracterísticos. Fuente: PEP

I. Criterios técnicos para la evaluación del Punto de Medición de Provisional

Conforme a lo establecido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener cuando menos, los elementos siguientes:

- I. Identificación y ubicación del Punto de Medición;
- II. Responsable Oficial, y el
- III. Mecanismo, sistema, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

Por lo anterior, esta Dirección General de Medición llevó a cabo la evaluación de los elementos antes referidos, con base a la información presentada por PEP, conforme a lo siguiente:

- Se identificó la ubicación del sistema de medición mediante la información de su posición georreferenciada con la descripción detallada de todos los elementos que conforman (Diagramas isométricos de los sistemas de medición).
- Se verificó que los dispositivos que cuantifican los volúmenes, presiones, temperaturas, calidad, así como la toma de muestras de los fluidos se encuentren apegados a la normatividad vigente, para medición de hidrocarburo líquidos como lo son API 5.6 para Coriolis, API 5.8 para ultrasónicos de conformidad con el tipo de fluido a ser medido, así como API 12.2.2 Calculo de Cantidades de Petróleo y conforme al proceso: producción, separación, mezclado, almacenamiento, procesamiento, estabilización, acondicionamiento, y venta.

- Se verificó que los Procedimientos para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos por cada tipo de hidrocarburo en los Sistemas de Medición cumplan con los estándares exigidos en los LTMMH en su Anexo II.
- Cuando se trata de medición Referencial se revisa la congruencia y cohesión de los datos, cálculos y procedimientos para la asignación del volumen y calidad, en un punto determinado del proceso, por tipo de hidrocarburo.
- Se analizó que los costos involucrados para la determinación del precio correspondan al proceso que efectivamente requiere el hidrocarburo del Contratista desde el Punto de Medición Provisional hasta el Punto de Venta.
- Se verificó la designación, capacidades y competencias técnicas del Responsable Oficial encargado de la Administración de los Sistemas de Medición, conforme al artículo 44 de los LTMMH.
- Se solicitó la opinión de la ubicación del Punto de Medición Provisional a la SHCP.

III. Evaluación de la Propuesta del Punto de Medición provisional del Área Contractual

a. Descripción del proceso de Distribución de Hidrocarburos líquidos, desde el Área Contractual al Punto de Medición.

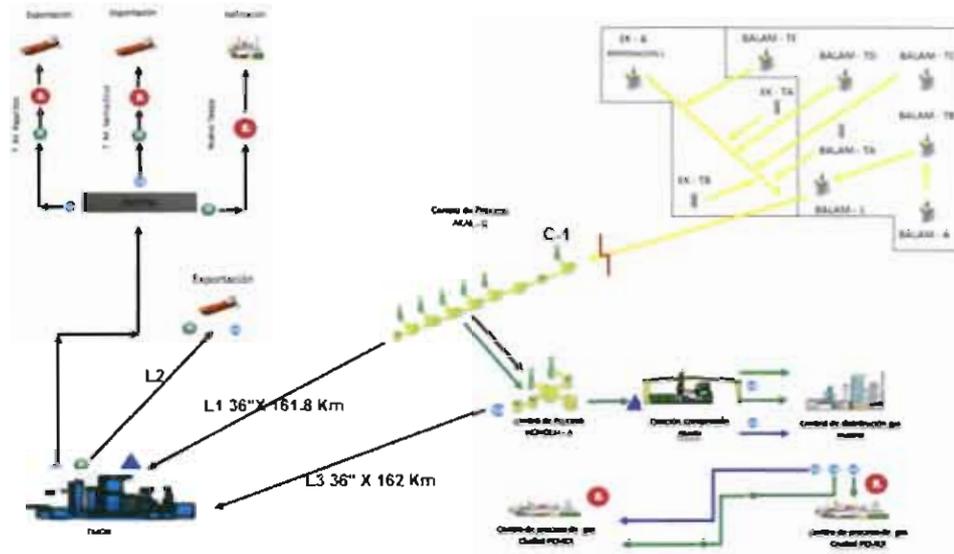
De acuerdo a la solicitud de migración remitida por la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción (en adelante PEP), la producción de los hidrocarburos de los campos Ek- Balam se recolecta por medio de un oleogasoducto periférico de 24" X 4.706 km para posteriormente conducir los hidrocarburos al oleogasoducto de 24" x 12.7 km hacia el Centro de Proceso Akal-C, el cual tiene dos baterías de separación Akal-C1 y Akal-C3, donde se ejecuta el manejo, proceso, medición y distribución de hidrocarburos mezclados con las corrientes de los campos Sihil, Ixtoc, Akal, Ek y Balam.

La salida de la fase líquida de Akal-C1 y/o Akal-C3 una vez medida y procesada, puede ser enviada a la Terminal Marítima Dos Bocas por medio de alguna de las siguientes rutas:

- Mediante Akal-C Enlace a través del ducto de la Línea 1 de 36" X 161.8 km.
- Mediante la Plataforma Akal-C3 vía el Centro de Proceso Nohoch-A a través del ducto de 24" X 5.4 km conectándose con la salida por el ducto de la Línea 3 de 36" X 162 km.

Una vez que la producción llega a la Terminal Marítima Dos Bocas, ésta se somete a procesos de estabilización y de calidad, para posteriormente medir y comercializar el aceite mediante la exportación, o bien, continuar su transporte hasta el Centro Comercializador de Crudo Palomas donde se mide y puede ser comercializado como crudo Nacional al Punto de Venta Nuevo Teapa o a través de las Terminales Marítimas de Salina Cruz y/o Pajaritos para Exportación. A continuación, se muestran los procesos antes mencionados:

Figura 2. Proceso de distribución de hidrocarburos líquidos- Fuente PEP



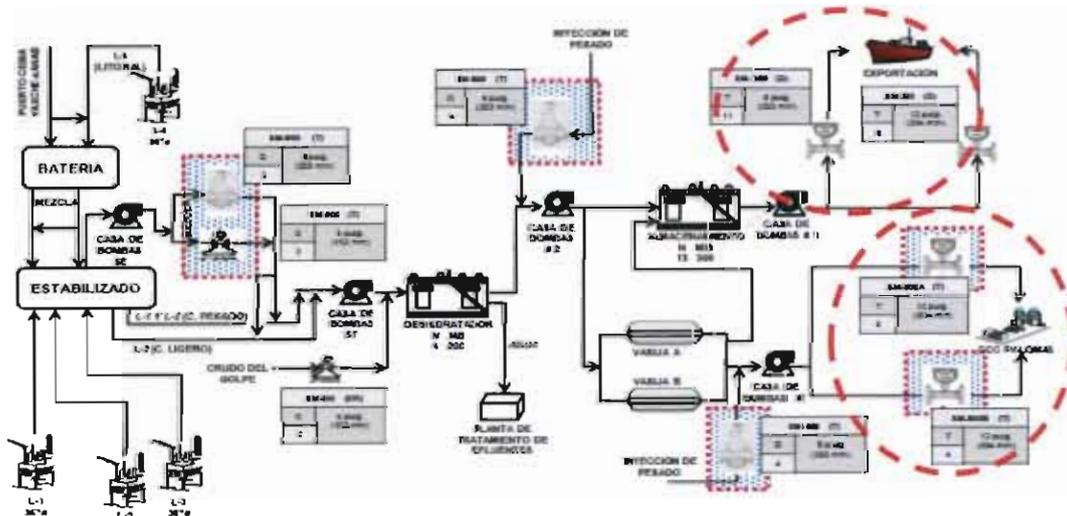
Los sistemas de medición en el Punto de Medición Terminal Marítima Dos Bocas, se encuentran en las siguientes coordenadas geográficas WGS84 (Sistema Geodésico Mundial 1984):

| Sistema de Medición | Longitud | Latitud |
|---|-------------|-------------|
| Terminal Marítima Dos Bocas SM-800 | 93.17415116 | 18.42434838 |
| Terminal Marítima Dos Bocas SM-100 y SM-200 | 93.1730961 | 18.4399251 |

Tabla 2. Coordenadas geográficas. Fuente: PEP

A continuación, se muestra el manejo y medición de los hidrocarburos en la Terminal Marítima Dos Bocas:

Figura 3. Manejo de los hidrocarburos en la Terminal Marítima Dos Bocas a través de los sistemas de medición SM-100 y SM-200 para Exportación y SM-800 para venta Nacional. Fuente: PEP



[Handwritten mark]

[Handwritten signature]

En la Terminal Marítima Dos Bocas se lleva a cabo el proceso para estabilizar y acondicionar el aceite separando el agua, gas en solución y los sedimentos que llegase a contener. Una vez acondicionado el producto, este adquiere las condiciones de calidad exigidas para su comercialización para ser enviado y medido en la TMDB a través de los sistemas de medición SM-800 para su Transferencia hacia Centro Comercializador Palomas, y así mismo a través de los sistemas SM-100 y SM-200 (medición fiscal) a las boyas de exportación 1 y 2.

Cabe destacar que a la entrada de la TMDB se encuentran los sistemas de medición referencial SM-900 A, SM-900 B y SM-400 para la cuantificación de los crudos pesados provenientes de la línea 4 Litoral, línea 6 Yaxche-Xanab y línea 3 de Pol-A y después del proceso de Deshidratación y desalado se encuentran los sistemas de medición de traspaso SM-500 y SM-600 para cuantificar los crudos ligeros que se inyectan a las líneas de crudo pesado para mezclado, las cuales provienen de las líneas 1 y 2 de Akal-C y Akal- J.

A continuación, se describen los sistemas de Medición en la Terminal Dos Bocas:

| Patín de Medición | | Medidor de flujo | Incertidumbre |
|-------------------|--|------------------|---------------|
| SM-100 | 11 Trenes de Producción con probador bidireccional | Marca/Tecnología | 0.2 |
| | | Tamaño/Modelo | |
| SM-200 | 6 Trenes de producción con probador unidireccional | Marca/Tecnología | 0.18 |
| | | Tamaño/Modelo | |
| SM-800 | 09 Trenes de producción con probador bidireccional | Marca/Tecnología | 0.2 |
| | | Tamaño/Modelo | |

Tabla 3. Relación de Sistemas de medición de la Terminal Marítima Dos Bocas. Fuente: PEP

Cuando el Hidrocarburo es transferido al Centro Comercializador de Crudo Palomas, éste se mide y tiene la opción de ser comercializado como crudo Nacional al Punto de Venta Nuevo Teapa o a través de las Terminales Marítimas de Salina Cruz y/o Pajaritos para Exportación.

El Punto de Medición en el Centro Comercializador de Crudo Palomas se encuentra en las siguientes coordenadas geográficas WGS84 (Sistema Geodésico Mundial 1984):

| Punto de Medición | Longitud | Latitud |
|---|-------------|--------------|
| Centro Comercializador de Crudo Palomas | -94.2980576 | -18.07655068 |

Tabla 4. Coordenadas geográficas del Centro Comercializador de Crudo Palomas.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

A continuación, una relación de los sistemas de medición de Palomas:

| TAG del paquete de medición | TAG del sistema de medición | Tipo | Marca | Diámetro |
|-----------------------------|-----------------------------|-------------|------------------|----------|
| PA-100 | FE-111 | Ultrasónico | Faure Herman | 10 " |
| | FE-121 | | | |
| | FE-131 | | | |
| | FE-141 | | | |
| | FE-151 | | | |
| PA-300 | FE-311 | Ultrasónico | General Electric | 8" |
| | FE-321 | | | |
| | FE-331 | | | |
| PA-500 | FE-511 | Ultrasónico | Daniel | 6" |
| | FE-521 | | | |
| | FE-531 | | | |
| | FE-541 | | | |
| PA-700 | FE-711 | Ultrasónico | General Electric | 8" |
| | FE-721 | | | |
| | FE-731 | | | |
| PA-1700 | FE-1711 | Ultrasónico | General Electric | 8" |
| | FE-1721 | | | |
| | FE-1731 | | | |

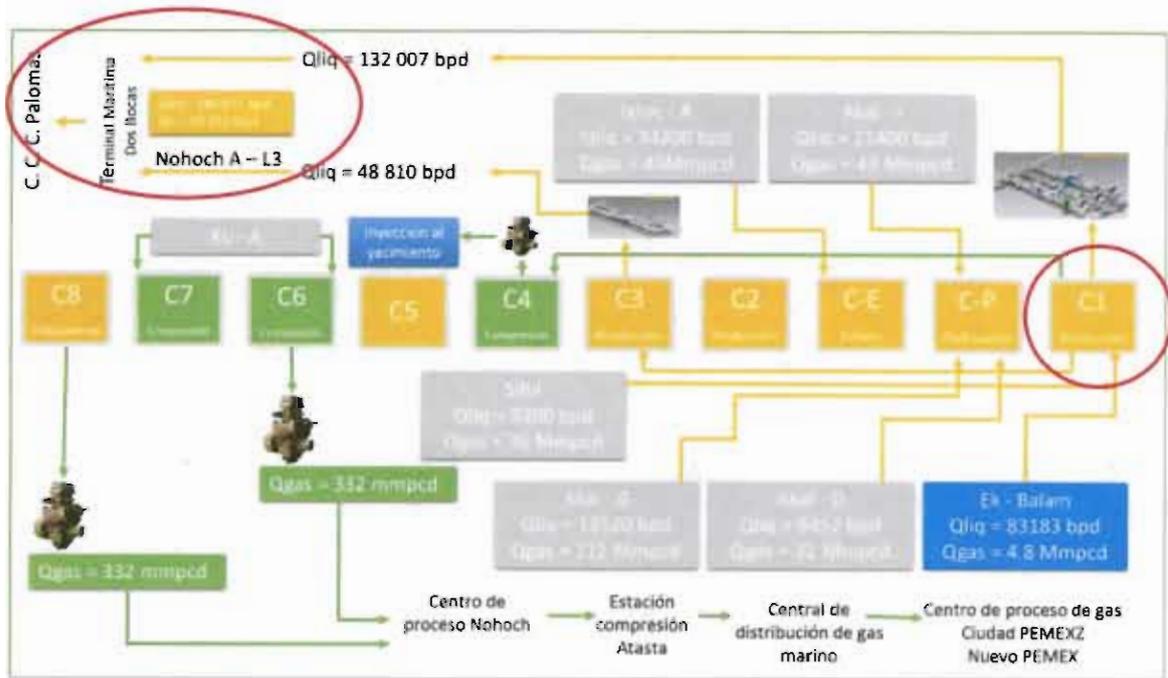
Tabla 5. Relación de las sistemas de medición del Centro Comercializador de Crudo Palomas. Fuente PEP

Las corrientes provenientes de los Campos Sihil, Ixtoc, Akal y Ek -Balam que confluyen en las plataformas del centro de procesos Akal-C donde se realiza la medición, procesos de separación, rectificación, y bombeo ejecutados por los equipos que se relacionan en la tabla 6.

A continuación, se muestra el proceso que sigue la mezcla de líquidos y gas de los Campos Sihil, Ixtoc, Akal y Ek -Balam mediante la plataforma Akal-C1, donde posteriormente se envían a Akal C-2 para una primera etapa de separación, como lo muestra la figura 4.

Una vez separada las fases, se envía la mezcla de líquido (aceite y agua) a la plataforma Akal-C1 donde es medida y bombeada hacia Terminal Marítima Dos Bocas, así mismo la mezcla de líquido tiene la alternativa de ser enviado a Akal-C3 para ser medida y posteriormente enviada a la Terminal Marítima Dos Bocas a través del Centro de Proceso Nohoch A. La figura 3, muestra el proceso antes descrito señalando la Plataforma Akal-C1, Propuesta de Punto de Medición Provisional.

Figura 4. Manejo de los Hidrocarburos líquidos de Ek Balam en el Centra de Procesa Akal-C-Fuente PEP



Una relación de los equipos que intervienen en Akal C en el proceso de separación se detallan a continuación:

| Equipo Akal- C | | | | Manejo de aceite | |
|-----------------|------------|-------------------|---------|---------------------|---------------------|
| Equipos | Plataforma | Sistema | Equipo | Capacidad de diseño | Capacidad utilizada |
| Separadores 1RA | Akal-C1 | Separador 1 Etapa | FA-3101 | 100 | 0 |
| | Akal-C2 | Separador 1 Etapa | FA-6101 | 200 | 158 |
| | Akal-C3 | Separador 1 Etapa | FA-7101 | 200 | 0 |
| | total | | | 500 | 158 |
| Separadores 2DA | Akal-C1 | separador 2 Etapa | FA-3105 | 200 | 0 |
| | Akal-C1 | separador 2 Etapa | FA-3103 | 200 | 145 |
| | Akal-C3 | separador 2 Etapa | FA-7101 | 200 | 80 |
| | Akal-C3 | separador 2 Etapa | FA-7103 | 200 | 0 |
| | Total | | | | 800 |

Tabla 6. Tabla de equipos de separación de líquidos en el Akal-C Fuente PEP

b. Propuesta de medición y Ubicación del punto de medición

PEP propone como Punto de Medición Provisional (Medición Referencial) para el aceite proveniente del Área Contractual Ek Balam, el Centro de Proceso Akal-C (plataforma Akal-C1), donde se mezcla y cuantifica la producción de los campos Ek, Balam, Ixtoc y la producción parcial de los campos Sihli y Akal.

La ubicación geográfica del Punto de Medición Provisional en la plataforma Akal-C1, corresponde a las siguientes coordenadas geográficas:

| Punto de Medición Provisional | Longitud | Latitud |
|-------------------------------|------------|------------|
| Plataforma Akal-C1 | -92.039924 | -19.400177 |

Tabla 7. Coordenadas geográficas Punto de Medición Provisional de líquidos. Fuente PEP

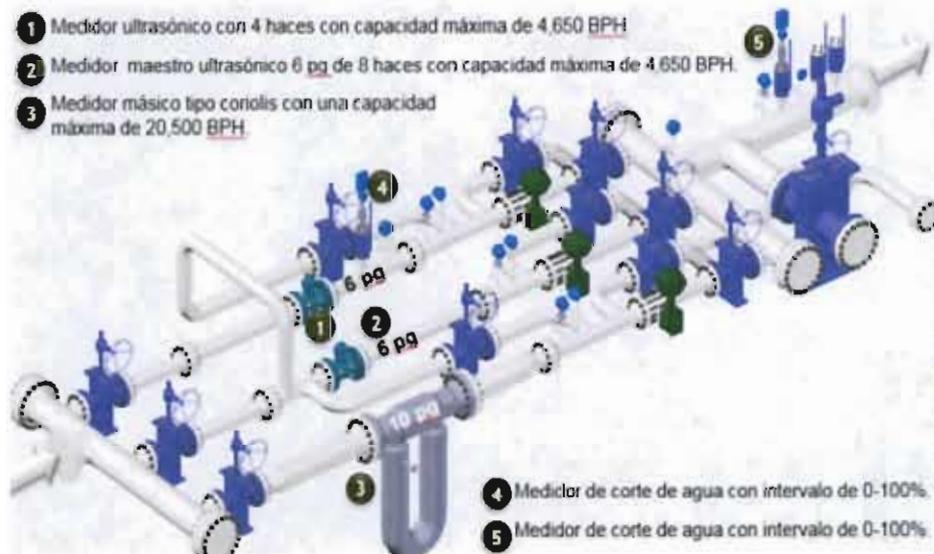
La descripción general del proceso de mezclado de corrientes de líquidos que se lleva a cabo en el Centro de procesos de Akal C se describe en la figura 4, antes descrita, así como de aquellas corrientes que también se mezclan de otras asignaciones en la Terminal Marítima Dos Bocas.

Una vez llegada la producción de las corrientes de líquido a Akal-C1 es cuantificada mediante los sistemas de medición siguientes:

Para Akal-C1

- Medidor Ultrasónico de 4 haces con capacidad máxima de 4,650 BPH
- Medidor Maestro Ultrasónico de 6 "de 8 haces con capacidad máxima de 4,650 BPH
- Medidor Másico Tipo Coriolis con capacidad máxima de 20,500 BPH
- Dos medidores de corte de agua con intervalo de 0-100%

Figura 5.- Sistema de medición para líquidos plataforma Akal-C1-Punto de Medición Provisional. Fuente PEP



Es importante señalar que dentro de la información presentada por PEP, se precisa que para el año 2019 se cambiará el flujo hacia el CP Akal-B, el cual tendrá una mejor condición para su manejo por

menor contrapresión. Lo anterior es de suma importancia pues debe ser contemplado en la propuesta contenida para el Plan de Desarrollo.

c. Procedimiento de la determinación volumétrica y asignación del Hidrocarburo líquido

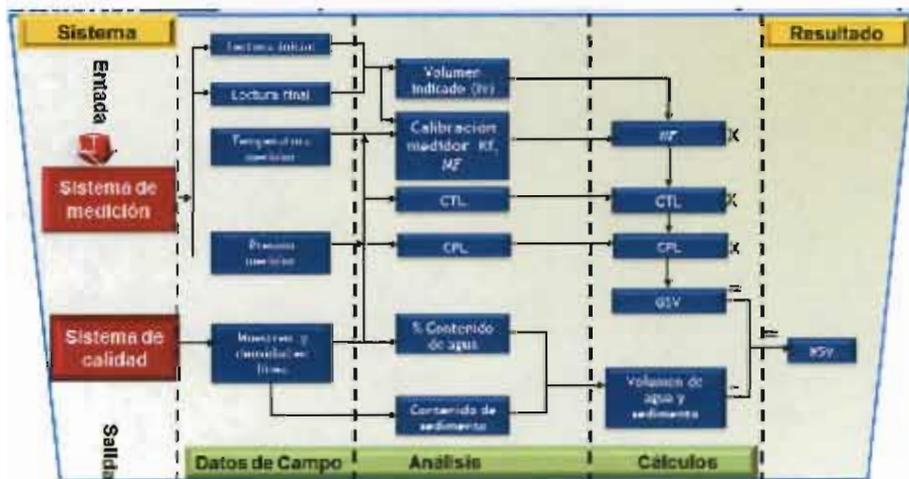
De acuerdo a la información presentada, PEP proporcionó un procedimiento de uso interno para la determinación volumétrica del hidrocarburo líquido, con base en la API MPMS 12.2.2 en los sistemas de medición del tipo Referencial y Fiscal, en el cual se aplica el siguiente modelo matemático (algoritmo).

$$NSV = VI * SF * CTL * CPL * MF * S\&W$$

Los componentes CTL, CPL, MF, SF y S&W corresponden a los factores de corrección por temperatura, presión, calibración del medidor, así como por contenido de sedimentos y agua y por encogimiento, por efecto del proceso de mezclado de la corriente, éste último determinado conforme a la norma API 20.1 numeral 1.9.7.

A continuación de manera esquemática se describe el proceso de determinación de volumen en el Punto de medición Provisional Propuesto por PEP:

Figura 6. Proceso de Determinación de Volumen. Fuente: PEP



[Handwritten signatures]

Figura 7. Descripción de parámetros para la determinación de volumen. Fuente: PEP

| Parámetro | Descripción | Comentario |
|-----------|---|---|
| VI | Volumen indicado | Dato por el medidor |
| S&W | Sedimentos y agua (%) | Datos de la muestra de 24 horas analizada en el laboratorio. |
| SF | Factor de encogimiento | Dato de que se introduce de un análisis de laboratorio o campo. |
| MF | Factor de medidor | Resultado de calibración utilizando el medidor maestro. |
| CTL60 | Factor de corrección por temperatura del líquido. | Se considera la temperatura a condiciones de flujo. |
| NSV | Volumen Neto Estándar | |

Así mismo, PEP presentó una metodología y criterios basada en promedios aritméticos prorrateados aplicados a los valores de producción y ajustada por campo y pozo, para la asignación de volumen para el Área Contractual Ek-Balam a partir de la medición Fiscal que se registra en **Terminal Marítima Dos Bocas** y la medición Referencial registrada en **Akal C1**, la cual es aplicada actualmente por Pemex para sus Asignaciones y autorizada por la CNH derivada del Séptimo Transitorio de los LTMMH. Los dos procedimientos para determinar y asignar el volumen de hidrocarburos producidos para el Área Contractual de Ek Balam se encuentran relacionados como Anexo I Procedimiento para la Determinación Volumétrica del Hidrocarburo Líquido en los Sistemas de Medición del tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal, Anexo II Procedimiento de la Asignación de la producción a partir de la medición volumétrica del hidrocarburo líquido en los sistemas de medición del tipo fiscal, Transferencia, Referencial y Operacional los cuales consideran lo establecido en las normas API MPMS 12.2.2 Calculo de Cantidades de Petróleo y API MPMS 20.1 Medición de Asignación y lo exigido en el artículo 42 de los LTMMH específicamente en cuanto a Requerimientos para el Punto de Medición Provisional.

Para la asignación de los volúmenes de líquidos se consideran premisas generales para la medición fiscal, referencial y para el acondicionamiento, las cuales se enuncian a continuación:

- Aceite estabilizado y en condiciones de venta integrado por diferentes corrientes.
- Caracterización de las propiedades del aceite bajo procedimientos estandarizados.
- Medidor de flujo primario y los elementos secundarios y terciarios referenciados a un estándar (instalación, algoritmo de cálculo, muestreo, pruebas de calibración, etc.).
- Flujo multifásico (aceite, gas y agua).
- Medidor de flujo primario y los elementos secundarios y terciarios referenciados a un estándar (instalación, algoritmo de cálculo, muestreo, pruebas de calibración, etc.)
- Transporte.
- Estabilizado para el desprendimiento de gas en solución.
- Deshidratación para el retiro de agua.
- Almacenamiento (Evaporización).

Dentro del mismo procedimiento de determinación volumétrica se describe el procedimiento para la determinación de la calidad la cual se realiza mediante muestreo manual y análisis en laboratorio basados en las normas siguientes:

- Práctica para muestreo ASTM D-4057
- Densidad relativa o gravedad API ASTM D-1298
- Salinidad ASTM D-3230
- PH ASTM D-664
- Agua y Sedimento ASTM D-4007
- Agua en petróleo ASTM D-4006

d. Procedimiento particular de Akal C para determinar precio de los hidrocarburos líquidos

En cuanto a la determinación del precio del hidrocarburo líquido proveniente del Área Contractual, PEP presentó la metodología de distribución de ingresos que relaciona las siguientes variables para la valoración mensual de los Hidrocarburos producidos (gas y condensado) en el Área contractual:

- I. Precio y volumen facturados del Petróleo vendido para proceso del Sistema Nacional De Refinación SNR y para exportación.
- II. Participación por campo, por tipo de crudo por Punto de Venta.
- III. Calidad del crudo vendido: gravedad API, contenido de azufre, agua y sal.
- IV. Caracterización completa del crudo.
- V. Cotizaciones de crudo y productos marcadores
- VI. Costos de inspección, desvíos segundos puertos, reclamos por demoras y reclamos por cantidad y calidad.

La determinación del Precio será con base en los precios de la distribución de ingresos y que corresponden al precio real unitario por cargamento al cual PEP vende la molécula, tanto para proceso del SNR como para exportación, deduciendo las tarifas de los costos promedios ponderados por volumen de venta, efectivamente incurridos por PEP para su comercialización y, se obtiene a partir de lo siguiente:

$$\text{Precio de equilibrio (Pequi)} = PR + (GPVi - GPV \text{ ponderado})$$

- **Precio de referencia (PR)** = ingreso facturado/ volumen facturado
- **Valor Bruto de los productos (Gross Product Value o GPVi)**, se refiere a la participación de calidad, con base en el rendimiento de crudo de cada asignación en una refinería tipo en la costa estadounidense del Golfo de México.
- **Valor bruto de los Productos (Gross Product Value o GPV) ponderado (GPV ponderado) =**
 $\sum (FDVi * GPVi)$
- **Factor de distribución de ingresos (FDVi) =** $(DVi * Pequi) / \sum (DVi * Pequi)$



- **Distribución volumétrica (DVi)** = Factor de DV por campo (FDVi)* volumen facturado, se refiere a la participación del volumen de cada asignación (i)
- **Factor de Distribución de ingresos ("FDLi")** = $(DVi * Pequi) / \sum(DVi * Pequi)$
- **Distribución de ingresos (DI)** = FDLi * ingreso facturado

La anterior metodología ha sido diseñada por la Gerencia de Estrategias de Comercialización de Hidrocarburos (GECH) de la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial (SCOC) de PEP.

La información de la distribución de ingresos se encuentra disponible dentro de los primeros diez días hábiles del mes siguiente al mes de entrega. La cual contempla los ajustes correspondientes por calidad, manejo de agua, contenido de sal, azufre, entre otros.

En la siguiente tabla se desglosan las tarifas de costos aplicables para Ek-Balam, mencionando que las tarifas de Pemex Logística aún no cuentan con la aprobación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por lo que las mismas tendrán actualizaciones una vez autorizadas. Los costos de PEP que considera el precio de las tarifas, deberán ser actualizadas conforme a las revisiones del Comité de Precios y Aspectos Económicos de la Política Comercial de Petróleos Mexicanos.

| Segmento | Tarifa (usd/barril) | Segmento | Tarifa (usd/barril) |
|---|------------------------|-----------------------------------|------------------------|
| Recolección de PEP | | Transporte Pemex Logística | |
| (Akal C a TMDB/ Akal C a Cayo Arcas o FPSO) | 0.34 | TMDB-Palomas | 0.33 |
| FPSO | 0.85 | Palomas-Nuevo Teapa | 0.07 |
| Cayo Arcas | 0.83 | Nuevo Teapa- Pajaritos | 0.07 |
| Tratamiento PEP | | Transporte P. TRI | |
| Akal C | 0.23 | Nuevo Teapa- Salina Cruz | 1.25 |
| Akal J | 0.19 | Comercialización | |
| Tratamiento Pemex Logística | | PMI | 0.05 |
| TMDB integral | 1.32 | | |

Para efectos de la deducción de costos con base en el promedio ponderado por volumen de venta y considerando que de un análisis histórico por Punto de Venta, se puede observar que la producción de aceite de Ek-Balam se vende un 45.67% en la Terminal Marítima Dos Bocas, el 47.6% en Nuevo Teapa, el 4.24% en Salina Cruz el 0.53% en pajaritos el 0.71% en el FPSO y 1.25% en Cayo Arcas, se determina por parte de PEP que la tarifa promedio de costos a ser deducida del Precio es del orden de 2, 19 USD/bbl conforme se detalla a continuación:

| Punto de Venta | Tarifa (usd/barril) |
|----------------|---------------------|
| FPSO | 1.16 |
| Cayo Arcas | 1.33 |
| TMDB | 1.94 |
| Nuevo Teapa | 2.29 |
| Pajaritos | 2.41 |
| Salina Cruz | 3.59 |

| Punto de Venta | % de Volumen | Tarifa por Punto de Venta (usd/ barril) | Tarifa (usd/barril) |
|-------------------------|--------------|---|---------------------|
| Cayo Arcas | 1.25 | 1.16 | 0.02 |
| TMDB | 45.67 | 1.94 | 0.89 |
| FPSO | 0.71 | 1.33 | 0.01 |
| Nuevo Teapa | 47.6 | 2.29 | 1.11 |
| Pajaritos | 0.53 | 2.41 | 0.01 |
| Salina Cruz | 4.24 | 3.59 | 0.15 |
| Tarifa Ponderada | | | 2.19 |

e. Competencias del Responsable Técnico

El Responsable Técnico Oficial designado por PEP es el Ing. Edmundo Alonso Montes Payan, de acuerdo a la información entregada por parte del Operador, desempeña el cargo de Ingeniero de Medición del Activo de Producción Cantarell de la Subdirección de Producción de Aguas Someras del cual se presentan los certificados, diplomas y constancias de conocimientos sobre sistemas de medición que acreditan que cuenta con las suficientes competencias técnicas para administrar los Sistemas de Medición y los procedimientos para la determinación y asignación de volúmenes de Hidrocarburos para el Área Contractual, como se exige en el artículo 9 de los LTMMH.

f. Opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Mediante oficios No.250.105/2017 y No.250.111/2017 esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), realiza la solicitud de opinión en relación con la propuesta de Punto de Medición provisional y los mecanismos asociados para la determinación del Precio Contractual.

En ese sentido, mediante oficio No.352-A045 la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Secretaría) remite a la CNH sobre el mecanismo de determinación del valor de los hidrocarburos en el punto de medición provisional sugerido cumple con los requerimientos de esa Secretaría manifestando la aceptación para la ubicación del Punto de Medición provisional presentado por la CNH y propuesto por Pemex Exploración y Producción.

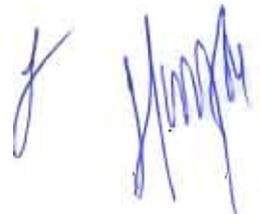
IV. Conclusión

La Dirección General de Medición mediante el presente Dictamen, resuelven en sentido favorable la Propuesta de Punto de Medición Provisional respecto del conforme al Contrato para la Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de las Áreas Contractuales A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, en virtud de las siguientes conclusiones:

1. Con base en los criterios de evaluación, el Punto de Medición provisional propuesto por PEP en el Centro de Proceso Akal-C plataforma de producción Akal-C1 para la medición de líquidos, cumple con lo establecido en los artículos 42 Requerimientos para el cumplimiento del Punto de Medición Provisional y 43 fracciones I y IV de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, por lo tanto la medición así como la determinación del volumen, calidad y precio, es conforme a lo siguiente:
 - a. Volumen: Con base en la norma API MPMS 12.2.2 en los sistemas de medición del tipo Referencial y Fiscal y la norma API 20.1 para su factor de encogimiento para líquidos, así como lo exigido en el artículo 42 de los LTMMH para el Punto de Medición Provisional.
 - b. Calidad: Conforme a las normas para líquidos ASTM D-4057 Práctica de muestreo, ASTM D-1298 Densidad relativa, ASTM D-3230 Salinidad, ASTM D-664 PH, ASTM D-4007 Agua y sedimento y ASTM D-4006 Agua en petróleo.
 - c. Precio: la determinación del precio corresponde al proceso que efectivamente requiere el hidrocarburo del Contratista desde el Punto de Medición Provisional hasta el Punto de Venta.

Aunado a lo anterior, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, manifestó estar de acuerdo con la ubicación del Punto de Medición provisional presentado por PEP, toda vez que dicha Secretaría señaló que el mecanismo de determinación del valor de los hidrocarburos en dicho punto de medición provisional cumple con los requisitos de esa Secretaría, tal y como se refirió en el apartado de Antecedentes del presente Dictamen.

2. El Responsable Técnico Oficial designado por PEP es el Ing. Edmundo Alonso Montes Payan, el cual se desempeña como Ingeniero de medición del Activo de Producción Cantarell de la Subdirección de Producción de Aguas Someras y se presentó evidencia documental de sus competencias técnicas, las cuales son acordes a los Sistemas de Medición instalados y conforme lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición.



3. La determinación del volumen, para el Área contractual Ek-Balam, deberá ser realizada en conformidad con el procedimiento de medición volumétrica del **Anexo I** y con los siguientes Estándares del Manual de Medición de Hidrocarburos:

| Estándares aplicables a la medición de líquidos | |
|---|-------------------------------|
| Equipo e instrumentación | Estándar aplicable |
| Medidor con tecnología másico tipo Coriolis para fase líquida | API MPMS 5.6 |
| Medidor con tecnología Ultrasónica fase líquida | API MPMS 5.8 |
| Calibración de medidores | API MMPS 4.5 |
| Transmisor indicador de presión | API RP 551 |
| Elemento de Temperatura | API MPMS 7 |
| Transmisor indicador de temperatura | API RP 551 |
| Analizador de corte de agua OWD | API MPMS TR2570/ EI-HM56 |
| Densímetro en línea | API MPMS 14.6 |
| Muestreo Automático | API MPMS 8.2 |
| Muestreo Manual | API MPMS 8.1 |
| Computador de flujo | API MPMS 21.2 |
| Factores de corrección | API MPMS 11.1 Y 11.2.2 |
| Algoritmo de Cálculo | API MPMS 12.2.2 API MPMS 20.1 |

4. Dado que en el Punto de Medición Provisional se llevará a cabo una medición de referencia se deberá aplicar el procedimiento del **Anexo II** para la asignación del Volumen y de la calidad para el área contractual de Ek-Balam.
5. La determinación de la calidad en el Punto de Medición Provisional deberá ser medidos bajo las referencias normativas siguientes:

| Procedimiento | Estándar de Referencia |
|----------------------------------|-------------------------|
| Prácticas de muestreo | ASTM D-4057 |
| Densidad relativa o Gravedad API | ASTM D-287, D-1298 |
| Porcentaje de Agua y sedimento | ASTM D-4007-02 y D-4006 |
| Contenido de sal | ASTM D-3230 |
| PH | ASTM D-664 |

6. La descripción general del Sistema de Medición a utilizar en Akal-C1 es la siguiente:
- Medidor Ultrasónico de 4 haces con capacidad máxima de 4,650 BPH
 - Medidor Maestro Ultrasónica de 6 "de 8 haces con capacidad máxima de 4,650 BPH
 - Medidor Másico Tipo Coriolis con capacidad máxima de 20,500 BPH
 - Dos medidores de corte de agua con intervalo de 0-100%
7. El procedimiento propuesto en el sistema para la medición, determinación, o en su caso, asignación del volumen, calidad y precios de los Hidrocarburos provenientes del Área Contractual, es viable hasta en tanto se implementen los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición aprobados por la Comisión en el Plan de Desarrollo respectivo.

8. Se considera técnicamente viable la Medición de Hidrocarburos y el Punto de Medición provisional propuesto por PEP y se da por atendido el requerimiento de definición de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos que forman parte de los Mecanismos de Medición. Lo anterior, en virtud de que conforme al artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, PEP puede llevar a cabo la Medición de los Hidrocarburos mediante un Punto de Medición Provisional y, por lo tanto, tiene la obligación de presentar los Mecanismos de Medición, incluyendo los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos, hasta la presentación del Plan de Desarrollo respectivo.
9. Para el Plan de Desarrollo se deberá contemplar la implementación del Sistema de Gestión y Gerencia de la Medición, el cual deberá dar cumplimiento a los requerimientos de aprobación para los Mecanismos de Medición en conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
10. El reporte del volumen y calidad del aceite producido deberá estar acompañado mensualmente por un informe ejecutivo que describa detalladamente el proceso de cálculo de los datos de producción, para efectos de la verificación de la aplicación de las metodologías establecidas en el **Anexo I** y en el **Anexo II**, adjuntando los siguientes análisis y documentos:
 - Soporte de cálculo (memorias de cálculo) que se emplea para la determinación volumétrica del aceite incluye todas las corrientes de Hidrocarburos que se mezclan tanto en Akal-C como en la terminal Marítima Dos Bocas.
 - Soporte del cálculo (memorias de cálculo) que se emplea para la asignación de la producción de los hidrocarburos (aceite) incluye todas las corrientes de Hidrocarburos que se mezclan tanto en Akal-C como en la terminal Marítima Dos Bocas.
 - Soporte del cálculo (memorias de cálculo) que se emplea para la determinación de la asignación de la calidad para los hidrocarburos producidos (aceite) incluye todas las corrientes de Hidrocarburos que se mezclan tanto en Akal-C como en la terminal Marítima Dos Bocas.
 - Tickets emitidos en el Punto de Medición Provisional (Akal C1)
 - Tickets emitidos de la venta de los hidrocarburos (aceite).
 - Resultados de los Análisis de la densidad API, % azufre y agua-sedimentos en donde sea pertinente para justificar el dato de producción reportado.
 - Memorias de cálculo de los factores de encogimiento que afectan el volumen de la producción de aceite.
 - Los demás documentos que sean necesarios para corroborar la aplicación de los procedimientos para la determinación y asignación del volumen producido.

Esta información deberá ser presentada por Oficialía de Partes, en los formatos definidos por la CNH, firmados y validados por el Responsable Oficial. Todo esto se debe considerar para todas las corrientes que tienen confluencia en la Terminal Marítima Dos Bocas y el Centro de Proceso Akal-C.

Elaboró



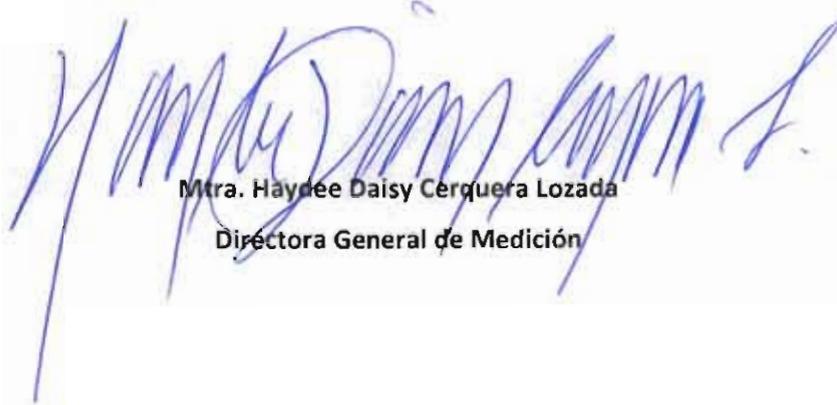
Ing. José Alfredo Fuentes Serrano
Subdirector en la Dirección General de
Medición

Revisó



Ing. José Antonio Gallardo Medina
Director General Adjunto en la Dirección
General de Medición

Aprobó



Mtra. Haydee Daisy Cerquera Lozada
Directora General de Medición

ANEXO I

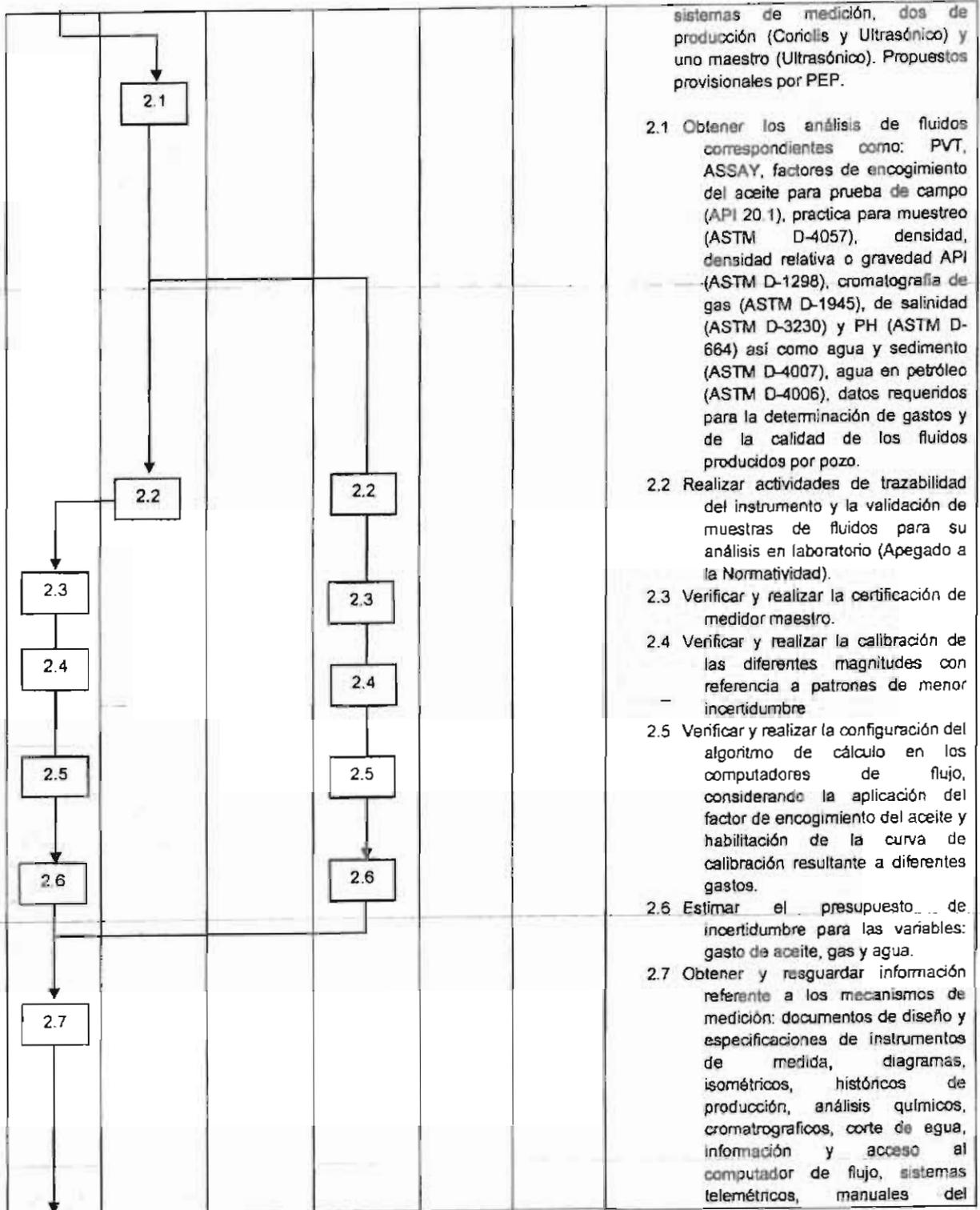


PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.

DIAGRAMA DE FLUJO Y DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS ACTIVIDADES.

| Operación de Pozos APCantarel | Laboratorio de Fluidos PEP-Logística | Diseño de Explotación | Laboratorios de Ensayos, Prueba y Calibración | Pemex Logística Terminal Marítima Dos Bocas | Pemex Logística C.C.C. Palomas | DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS ACTIVIDADES |
|--|--------------------------------------|-----------------------|---|---|--------------------------------|---|
| <pre> graph TD Inicio([Inicio]) --> 1[1] 1 --> 1.1[1.1] 1.1 --> 1.2[1.2] 1.2 --> 1.3[1.3] 1.3 --> 1.4[1.4] 1.1 --> 1.4_2[1.4] 1.4 --> End([Fin]) </pre> | | | | | | <p>INICIO DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO</p> <p>MEDICIÓN OPERATIVA</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Determinar los gastos de producción de aceite, gas y agua de los pozos pertenecientes al campo a través de las técnicas de medición para prueba de pozos (separador de prueba o medición multifásica), (por administración o por servicio). 1.1 Obtener los análisis de fluidos correspondientes como: PVT, ASSAY, factores de encogimiento del aceite para prueba de campo (API 20.1), práctica para muestreo (ASTM D-4057), densidad, densidad relativa o gravedad API (ASTM D-1298), cromatografía de gas (ASTM D-1945), de salinidad (ASTM D-3230) y PH (ASTM D-664) así como agua y sedimento (ASTM D-4007), agua en petróleo (ASTM D-4006), datos requeridos para la determinación de gastos y de la calidad de los fluidos producidos por pozo. 1.2 Construir los modelos PVT a partir de los resultados de gastos de producción, de información de propiedades, características del aceite gas y agua, y de la asignación de la producción de las corrientes separadas de fluidos para la estimación predictiva de los gastos de producción cuando no se tenga la posibilidad de la medición de alguno de los pozos. 1.3 Verificar y realizar la calibración de diferentes magnitudes con referencia a patrones de menor incertidumbre. 1.4 Validar la configuración del algoritmo de cálculo en los computadores de flujo, considerando la aplicación |

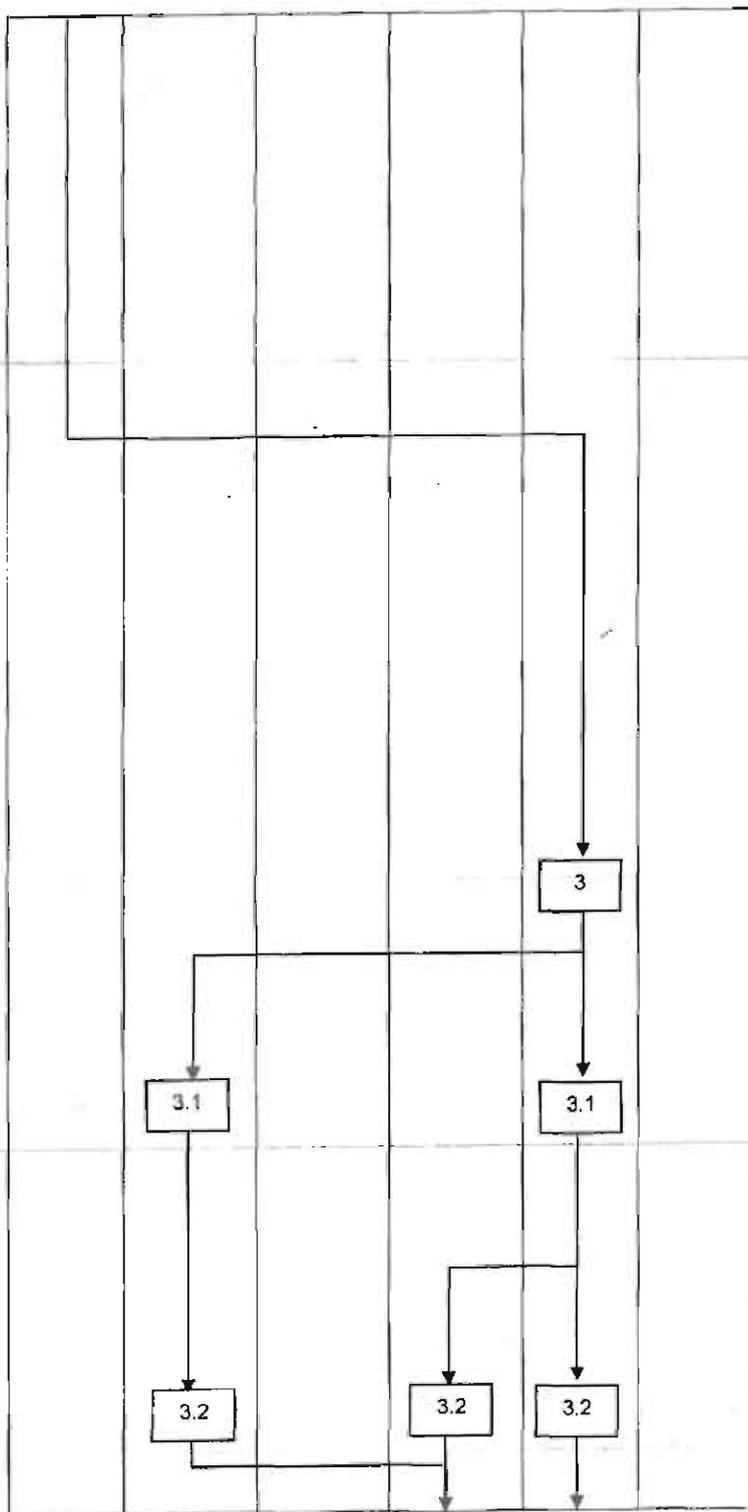
PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMÉTRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



sistemas de medición, dos de producción (Coriolis y Ultrasónico) y uno maestro (Ultrasónico). Propuestos provisionales por PEP.

- 2.1 Obtener los análisis de fluidos correspondientes como: PVT, ASSAY, factores de encogimiento del aceite para prueba de campo (API 20.1), practica para muestreo (ASTM D-4057), densidad, densidad relativa o gravedad API (ASTM D-1298), cromatografía de gas (ASTM D-1945), de salinidad (ASTM D-3230) y PH (ASTM D-664) así como agua y sedimento (ASTM D-4007), agua en petróleo (ASTM D-4006), datos requeridos para la determinación de gastos y de la calidad de los fluidos producidos por pozo.
- 2.2 Realizar actividades de trazabilidad del instrumento y la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorio (Apegado a la Normatividad).
- 2.3 Verificar y realizar la certificación de medidor maestro.
- 2.4 Verificar y realizar la calibración de las diferentes magnitudes con referencia a patrones de menor incertidumbre.
- 2.5 Verificar y realizar la configuración del algoritmo de cálculo en los computadores de flujo, considerando la aplicación del factor de encogimiento del aceite y habilitación de la curva de calibración resultante a diferentes gastos.
- 2.6 Estimar el presupuesto de incertidumbre para las variables: gasto de aceite, gas y agua.
- 2.7 Obtener y resguardar información referente a los mecanismos de medición: documentos de diseño y especificaciones de instrumentos de medida, diagramas, isométricos, históricos de producción, análisis químicos, cromatográficos, corte de agua, información y acceso al computador de flujo, sistemas telemétricos, manuales del

PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



fabricante de los diversos instrumentos de medida y de los computadores de flujo, manuales y procedimiento desarrollados por el operador petrolero, documentos sobre los procesos operacionales, de seguridad, mantenimientos, calibración, memoria de cálculo del valor de incertidumbre, balance de hidrocarburos, registro de eventos, muestreo, proceso de laboratorio, verificación de computadores de flujo, contingencias y emergencias, tratamiento de errores en la medición, información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los mecanismos de información y elementos del proceso tales como, separación, mezcla y estabilización, información sobre los diagnósticos y auditorías, información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en medición.

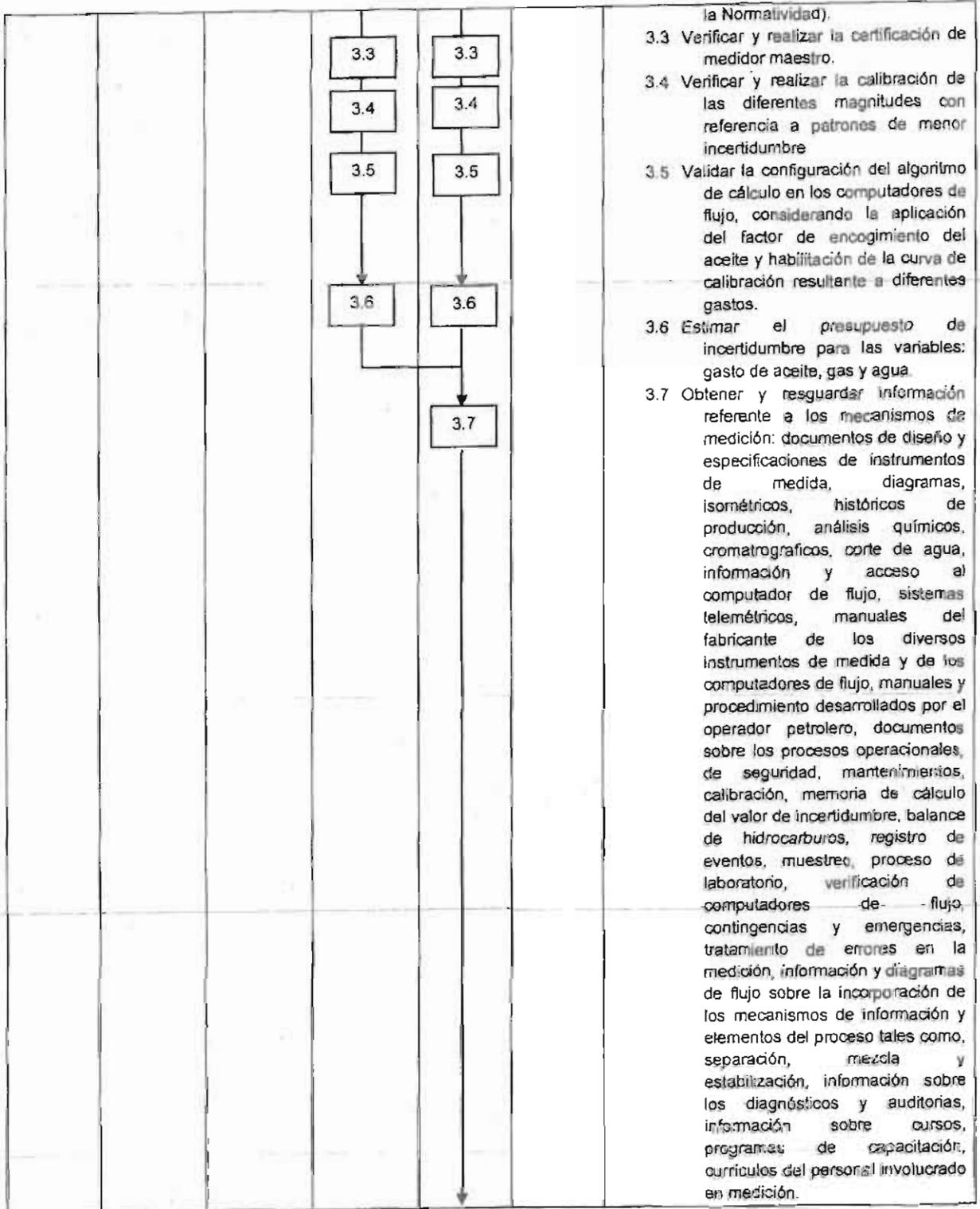
**MEDICIÓN DE TRANSFERENCIA
(TMDB-Destino C.C.C. Palomas)**

- 3 Determinar la medición de líquido integrado por otras corrientes de hidrocarburos en la que se encuentra la producción de Ek y Balam, en la Terminal Marítima Dos Bocas, a través del sistema de medición Turbina SM-800 A, hidrocarburo para venta nacional.
- 3.1 Obtener los análisis de fluidos correspondientes como: PVT, ASSAY, práctica para muestreo (ASTM D-4057), densidad, densidad relativa o gravedad API (ASTM D-1298), de salinidad (ASTM D-3230) y PH (ASTM D-664) así como agua y sedimento (ASTM D-4007), agua en petróleo (ASTM D-4006).
- 3.2 Realizar actividades de trazabilidad del instrumento y la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorio (Apegado a

Handwritten mark resembling the number 9.

Handwritten signature and initials.

PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



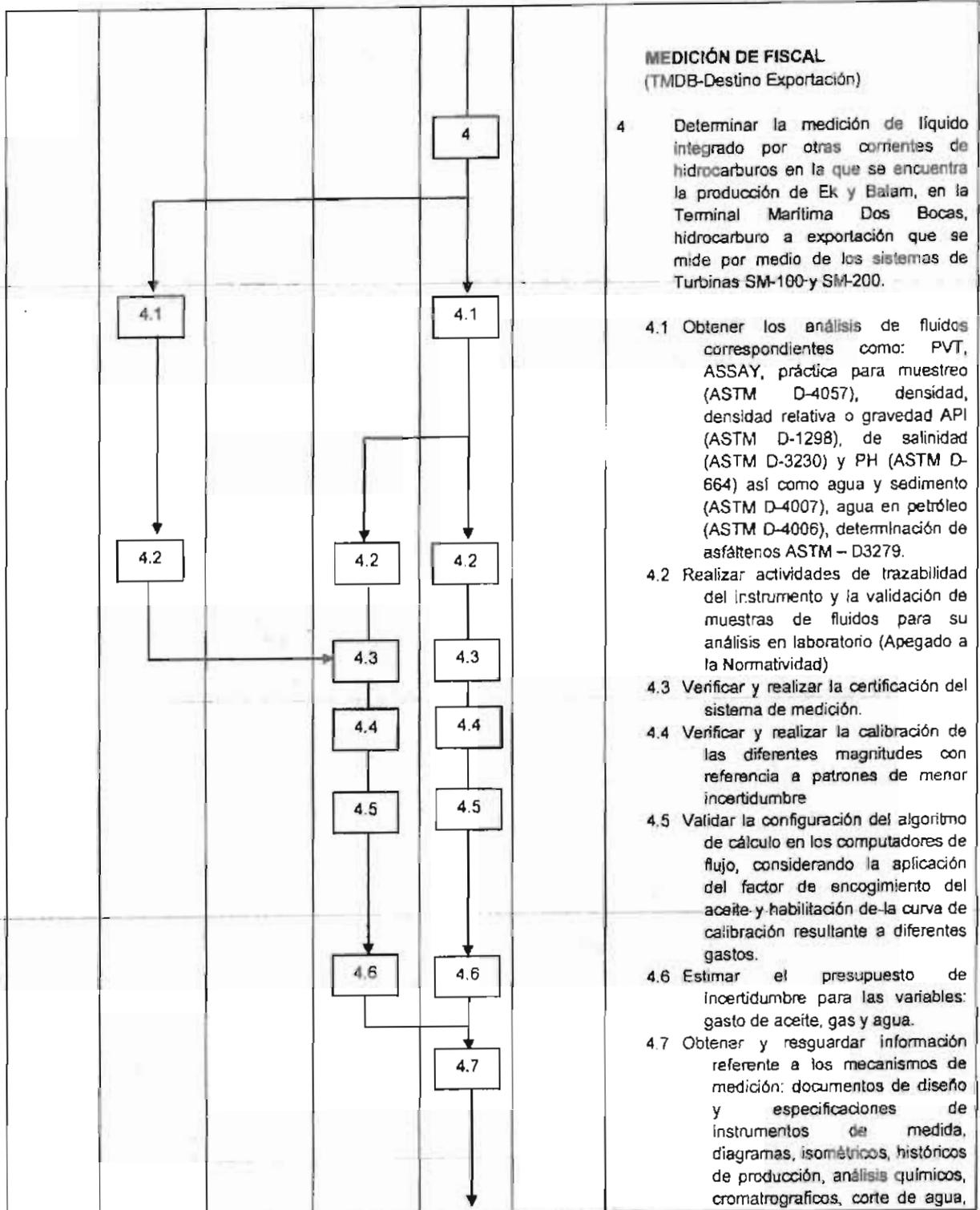
[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



MEDICIÓN DE FISCAL

(TMDB-Destino Exportación)

4. Determinar la medición de líquido integrado por otras corrientes de hidrocarburos en la que se encuentra la producción de Ek y Balam, en la Terminal Marítima Dos Bocas, hidrocarburo a exportación que se mide por medio de los sistemas de Turbinas SM-100 y SM-200.

4.1 Obtener los análisis de fluidos correspondientes como: PVT, ASSAY, práctica para muestreo (ASTM D-4057), densidad, densidad relativa o gravedad API (ASTM D-1298), de salinidad (ASTM D-3230) y PH (ASTM D-664) así como agua y sedimento (ASTM D-4007), agua en petróleo (ASTM D-4006), determinación de asfaltenos ASTM - D3279.

4.2 Realizar actividades de trazabilidad del instrumento y la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorio (Apegado a la Normatividad)

4.3 Verificar y realizar la certificación del sistema de medición.

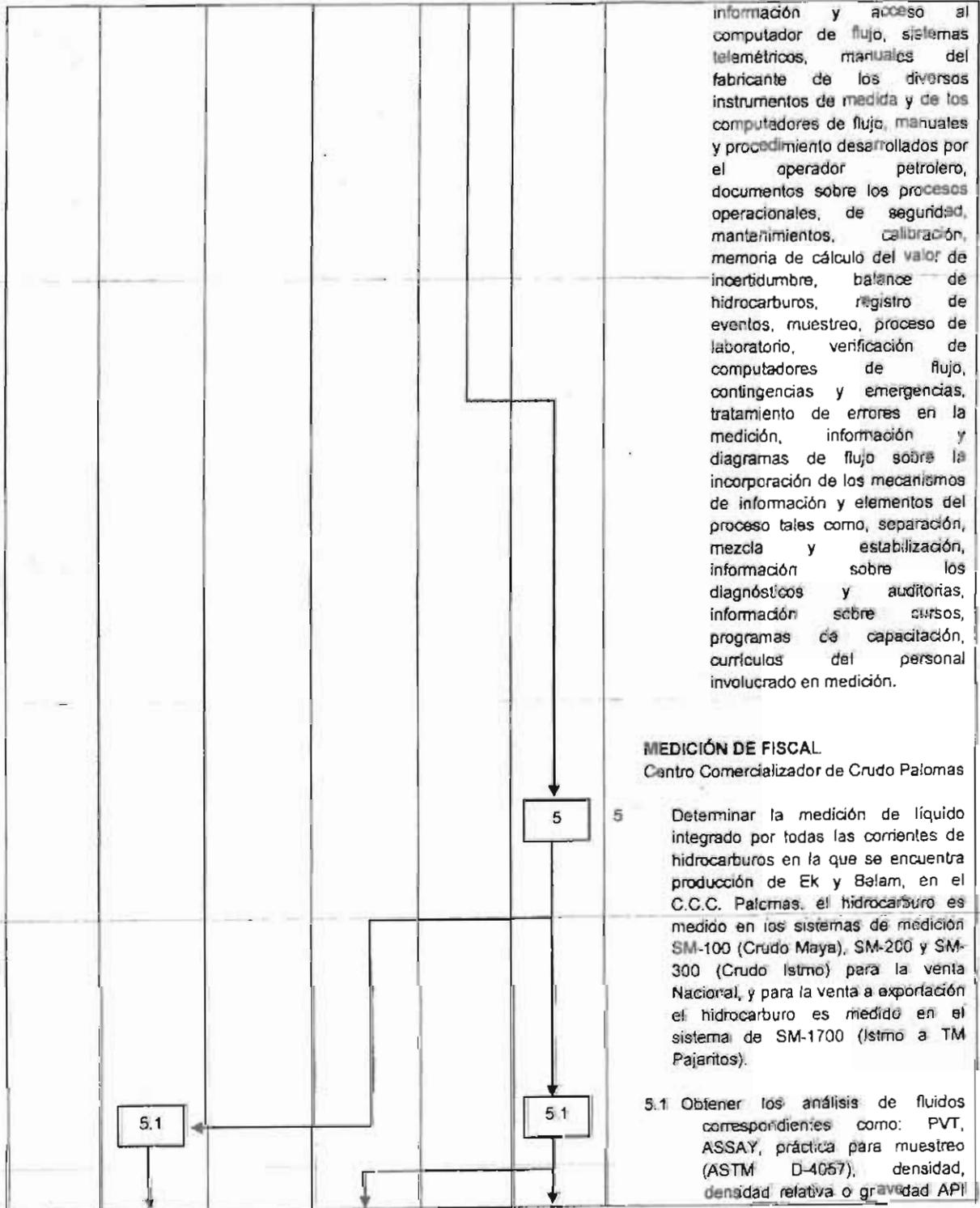
4.4 Verificar y realizar la calibración de las diferentes magnitudes con referencia a patrones de menor incertidumbre

4.5 Validar la configuración del algoritmo de cálculo en los computadores de flujo, considerando la aplicación del factor de encogimiento del aceite y habilitación de la curva de calibración resultante a diferentes gastos.

4.6 Estimar el presupuesto de incertidumbre para las variables: gasto de aceite, gas y agua.

4.7 Obtener y resguardar información referente a los mecanismos de medición: documentos de diseño y especificaciones de instrumentos de medida, diagramas, isométricos, históricos de producción, análisis químicos, cromatográficos, corte de agua,

PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



información y acceso al computador de flujo, sistemas telemétricos, manuales del fabricante de los diversos instrumentos de medida y de los computadores de flujo, manuales y procedimiento desarrollados por el operador petrolero, documentos sobre los procesos operacionales, de seguridad, mantenimientos, calibración, memoria de cálculo del valor de incertidumbre, balance de hidrocarburos, registro de eventos, muestreo, proceso de laboratorio, verificación de computadores de flujo, contingencias y emergencias, tratamiento de errores en la medición, información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los mecanismos de información y elementos del proceso tales como, separación, mezcla y estabilización, información sobre los diagnósticos y auditorías, información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en medición.

MEDICIÓN DE FISCAL

Centro Comercializador de Crudo Palomas

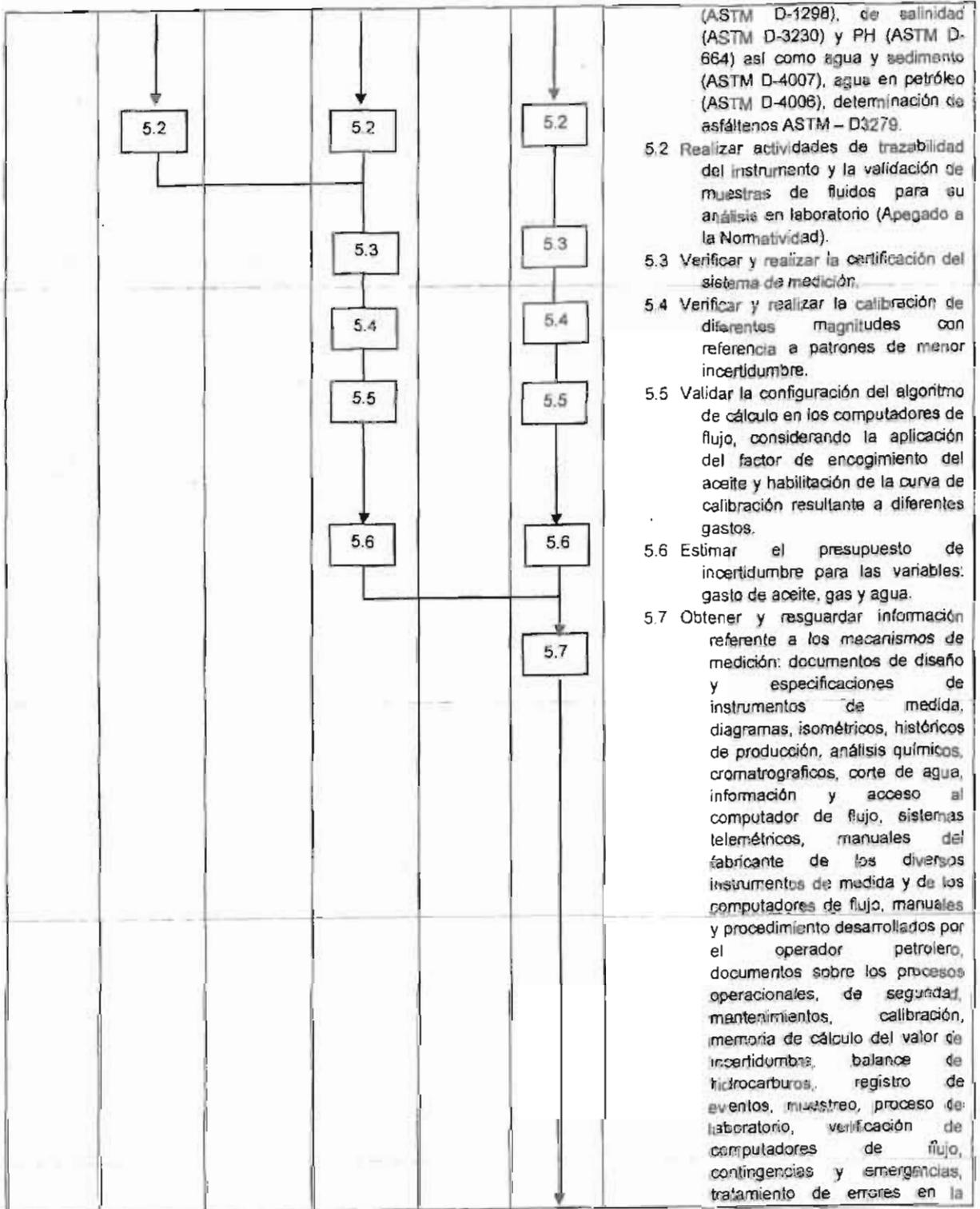
5 Determinar la medición de líquido integrado por todas las corrientes de hidrocarburos en la que se encuentra producción de Ek y Belam, en el C.C.C. Palomas, el hidrocarburo es medido en los sistemas de medición SM-100 (Crudo Maya), SM-200 y SM-300 (Crudo Istmo) para la venta Nacional, y para la venta a exportación el hidrocarburo es medido en el sistema de SM-1700 (Istmo a TM Pajaritos).

5.1 Obtener los análisis de fluidos correspondientes como: PVT, ASSAY, práctica para muestreo (ASTM D-4057), densidad, densidad relativa o gravedad API

Handwritten signature and initials on the left margin.

Handwritten signatures and initials on the right margin.

PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.



PROCEDIMIENTO DE LA MEDICIÓN VOLUMETRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO OPERACIONAL, REFERENCIAL, TRANSFERENCIA Y FISCAL.

| | | | | | | |
|--|--|--|--|--|-----|--|
| | | | | | | medición, información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los mecanismos de información y elementos del proceso tales como, separación, mezcla y estabilización, información sobre los diagnósticos y auditorías, información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en medición. |
| | | | | | Fin | FIN DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO |

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



[Handwritten signature]

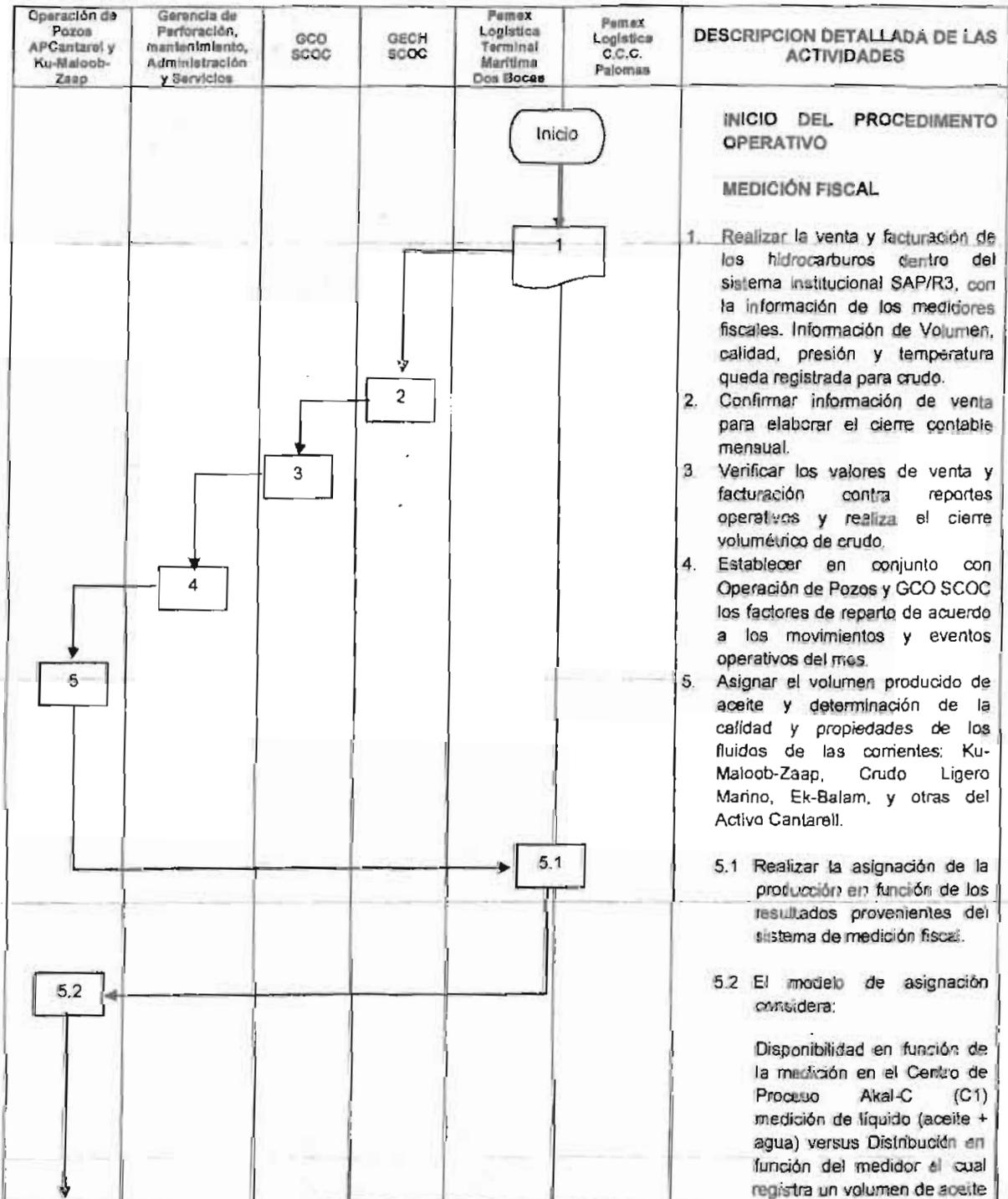
[Handwritten signature]

ANEXO II

[Handwritten signature] *[Handwritten signature]*

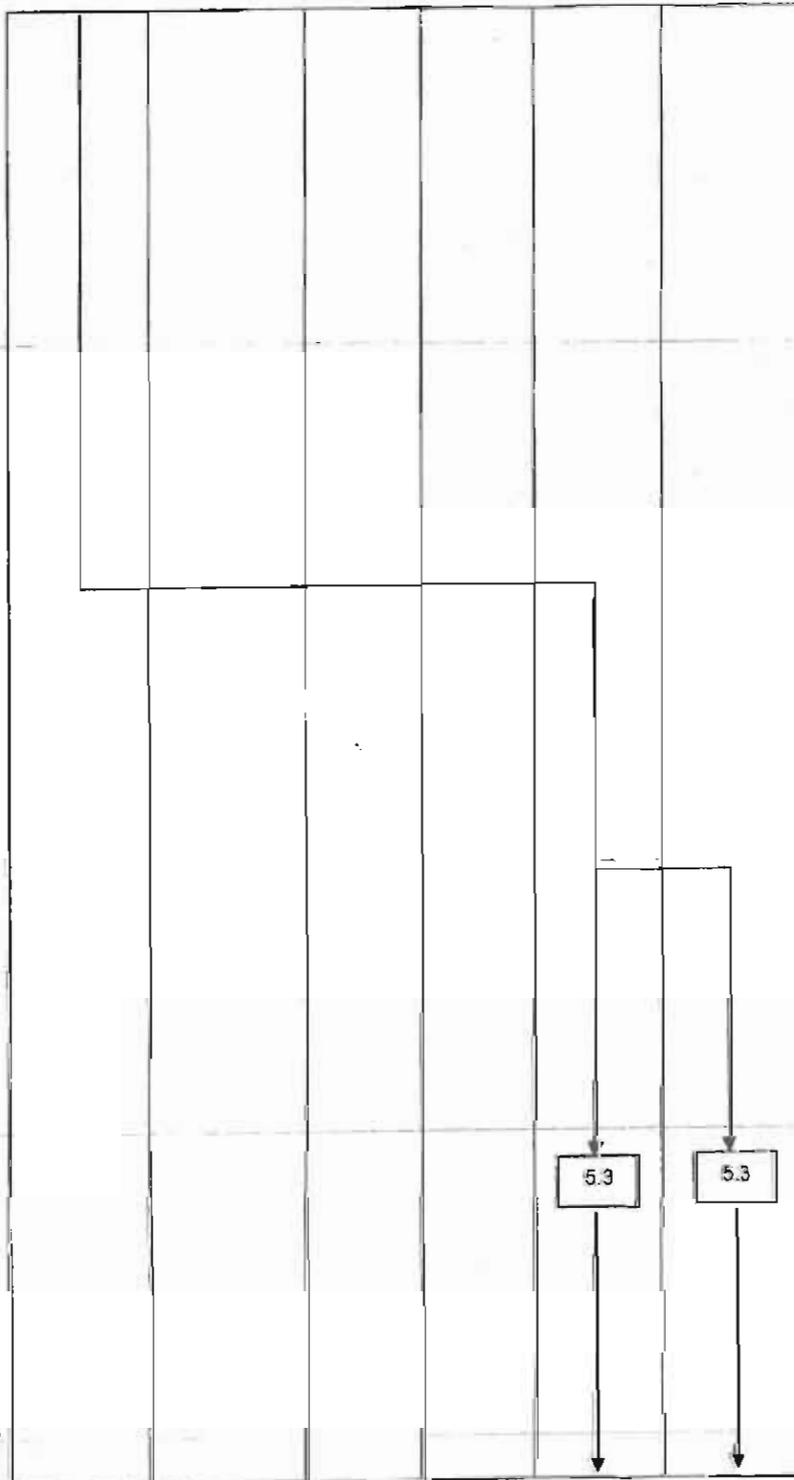
PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMÉTRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL

DIAGRAMA DE FLUJO Y DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS ACTIVIDADES.



[Handwritten signature]

PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMÉTRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL



neto del Centro de Comercializador de Crudo Palomas.

$$\Sigma_{i=1}^n = ((V_{aceite} + V_{agua} + \%gas) \text{ total corrientes fluidos medidos en Alcol C1}) + ((V_{aceite} + V_{agua} + \%gas) \text{ total corrientes fluidos medidos en Ku-Maloob-Zaap})$$

$$= \Sigma_{i=1}^n - n (V_{aceite}) \text{ total aceite neto medido en medidor fiscal.}$$

Disponibilidad del volumen de hidrocarburos producidos de los campos del Activo de Producción Cantarell entre ellos Ek-Balam, así como lo correspondiente a Ku-Maloob-Zaap, distribuidos a través de las líneas 1 y 2 hacia la Terminal Marítima Dos Bocas, los volúmenes de los campos Ek-Balam fluyen actualmente por la Línea 1.

- Disponibilidad (Bis) = Producción - Merma

- Merma (Bis) = Producción * Factor de Merma

Factores de Merma relacionados:

- APKMZ = 0.001
- Ek-Balam = 0.001
- Otros APC = 0.001

5.3 Distribución en función del resultado del sistema de medición fiscal en el Centro Comercializador de Crudo Palomas. En donde el Volumen total de aceite medido integra las siguientes corrientes: Ku-Maloob-Zaap, Ek-Balam, y otras del Activo Cantarell.

- Factor de distribución 1

PROCEDIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN VOLUMÉTRICA DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL TIPO FISCAL, TRANSFERENCIA, REFERENCIAL Y OPERACIONAL

| | | | | | | | |
|--|--|--|--|-----|-----|--|--|
| | | | | | | | <p>(%) = Volumen total aceite neto / Volumen total de aceite neto proveniente de Baterías.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Volumen Ajustado 1 (Bis) = (Volumen (Ek-Balam + Otras corrientes Cantarell) * Factor Volumétrico de distribución 1) + (Volumen (Ku-Maloob-Zaap) * Factor Volumétrico de distribución 1). • Factor de distribución 2 (%) = Volumen Ajustado 1 / Volumen (Ek-Balam + Otras corrientes Cantarell). • Volumen Ajustado 2 (Bis) = (Volumen (Ek-Balam) * Factor Volumétrico de distribución 2) + (Volumen (Otras corrientes Cantarell) * Factor Volumétrico de distribución 2). • Factor de distribución 3 (%) = Volumen Ajustado 1 / Volumen (Ku-Maloob-Zaap). • Volumen Ajustado 3 (Bis) = Volumen (Ku-Maloob-Zaap) * Factor Volumétrico de distribución 3. |
| | | | | ↓ | ↓ | | |
| | | | | 5.4 | 5.4 | | <p>5.4 El proceso de "diferencias", desarrollado de la siguiente manera:</p> <p>Distribución= Recibo L1 y L2 en TMDB (Campos APC + Ek-Balam + Ku-Maloob-Zaap).</p> <p>Diferencias (Bis) = Distribución - Disponibilidad</p> <p>Diferencias volumétricas entre el</p> |
| | | | | ↓ | ↓ | | |

[Handwritten signature]

