



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis y desarrollo de una solución
informática para la valoración de
hidrocarburos y la compensación
volumétrica y monetaria de campos
petroleros mexicanos**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Areli Franklin Melo Alonso

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Rodrigo Orantes López



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

Agradecimientos

A Dios

A mi madre, Gabriela Alonso Sosa, gracias por tu infinito amor y apoyo, este triunfo es el resultado de tus enseñanzas y amorosa guía.

A mis amigos Daniel Mercado Flores, Angelica Marisol Gonzalez Vargas, Brenda Garibay por su apoyo y motivación, son los mejores, gracias por estar.

A Selene Susana Camacho Paquini, Arturo Servín y José Luis Godinez mis maestros de secundaria, no solo por las lecciones académicas, también por las lecciones de vida que permanecen conmigo siempre.

A la honorable Universidad Nacional Autónoma de México, mi segundo hogar, mi fuente de sabiduría e inspiración.

A la honorable Facultad de Ingeniería, por permitirme fortalecer mi formación profesional y personal y por todas las facilidades brindadas que me permitieron tener vivencias únicas y adquirir los conocimientos que me permitieron convertirme en una profesional con ética, humanismo y precisión.

El presente trabajo escrito es la culminación de una etapa muy importante de mi desarrollo profesional, sin duda, esto no hubiera sido posible sin el amable apoyo, tiempo, conocimientos compartidos, consejos y valiosa guía de los siguientes profesionales que participaron en distintas etapas de la construcción y revisión de la presente tesis, mi completa admiración y respeto hoy y siempre, gracias infinitas.

Al Mtro. Rodrigo Orantes que me ha acompañado paso a paso en la construcción del presente trabajo escrito, gracias por su amable guía, tiempo, motivación y valiosos consejos para la realización de este trabajo, mi infinita gratitud por su paciencia y dedicación en el acompañamiento de la presente investigación.

Al Ing. Oscar Lopez por su amable apoyo en la definición del tema y acompañamiento inicial en mi pasantía en la Gerencia de Administración de Contratos en Pemex Exploración y Producción

Al Ing. Jesus Rubio, coordinador del área de valoración de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción cuyo papel como consultor externo fue crucial para la formulación de modelos matemáticos y comprobación de resultados.

Al Ing. Luis Fuentes por su amable apoyo y compañerismo durante mi estancia profesional en la Gerencia de Administración de Contratos en Pemex.

A la Dra. Irma del Carmen Glinz Ferez, una inspiración de vida para mí y un referente nacional de la industria petrolera, gracias por su tiempo y amable disposición de revisión del manuscrito y presentación final, estoy infinitamente agradecida por su mentoría y consejos profesionales.

Al Lic. Favio Erazo, expandir mi conocimiento del panorama nacional actual de la industria petrolera en México, por su tiempo y amable disposición de revisión del manuscrito y presentación final.

Al Ing. Eduardo Dorantes Sevilla, por su tiempo y amable disposición de revisión del manuscrito y presentación final.

Al Ing. Fidel Juárez Toquero, por su tiempo y amable disposición de revisión del manuscrito y presentación final.

A la M.I. Anell por su amable, por su tiempo y amable disposición de revisión del manuscrito y presentación final apoyo como coordinadora de la carrera de ingeniería petrolera

A mis compañeros y amigos de la carrera, gracias por todo el compañerismo y trabajo en equipo durante nuestra formación profesional.

A la vida.

La inteligencia consiste no sólo en el conocimiento, sino también en la destreza de aplicar los conocimientos en la práctica. (Aristóteles)

Resumen

La presente tesis tiene como **objetivo analizar y desarrollar una solución informática basada en la metodología Banco de Calidad**, la cual es un mecanismo de valoración y compensación volumétrica y monetaria de petróleos crudos que cuenta con las siguientes características: brinda un cálculo exacto, replicable y acorde a las condiciones vigentes del mercado nacional con la finalidad de brindar **una opción de comercialización de petróleo crudo producido por operadores privados que no cuenten una red de transporte propia**.

En el **primer capítulo** se aborda un panorama general de la industria petrolera mexicana, se describe la cadena de valor administrada por PEMEX y sus filiales con la finalidad de **analizar la comercialización de hidrocarburos en México Pre-Reforma Energética**, para posteriormente discutir las modificaciones a partir de la entrada de nuevos operadores petroleros a México, **se plantea el reto que implica valorar hidrocarburos en el panorama actual** (Post- Reforma Energética) al ya no ser PEMEX el único productor de hidrocarburos pero si el administrador de la infraestructura para el transporte y manejo de producción.

En el **segundo capítulo** se **analiza el panorama actual (Post – Reforma energética)** con énfasis en la forma en que se realiza la valoración y compensación de crudo producido en territorio nacional, se describen los **contratos de compraventa de petróleo**.

En el **tercer capítulo** se describen ampliamente las **características de la metodología Banco de Calidad**, su objetivo, ventajas de uso, así como un análisis de distintos tipos de banco de calidad que existen en el mundo y las compañías que los tienen implementados, esto con la finalidad de introducirnos al concepto “Banco de calidad” para posteriormente analizar y desarrollar una propuesta de solución informática basada en esta metodología.

Desarrollo del software

En el **cuarto capítulo** se analizan los resultados del software desarrollado, la solución informática propuesta, y se valida el cumplimiento de las premisas iniciales descritas en el tercer capítulo.

El **quinto capítulo** aborda las conclusiones de la presente tesis respondiendo a algunas interrogantes como: ¿La valoración y compensación de petróleo que realiza la solución informática es exacta? ¿La valoración y compensación de petróleo que realiza la solución informática es replicable? ¿La valoración y compensación de petróleo que realiza la solución informática es acorde al mercado?

Finalmente, en el **capítulo seis** se encuentran los **anexos** de esta tesis los cuales están constituidos por información adicional, de mucho valor, que puede ser de interés para el lector de esta tesis.

Índice general

Contenido

Resumen	3
Índice de figuras	5
Índice de gráficas	7
Capítulo 1 Introducción y antecedentes	9
Capítulo 2 Contratos de Compraventa de hidrocarburos	20
Contrato de compraventa de hidrocarburos (CCV)	22
Capítulo 3 Análisis y desarrollo de un Banco de Calidad	33
Propuesta de banco de calidad	40
Desarrollo e implementación del banco de calidad	45
Validación de resultados	54
Análisis de resultados	60
Capítulo 4 Conclusiones	65
Capítulo 5 Anexos	69
Manual de usuario	69
Documentación requerida para los términos y condiciones del contrato de compraventa	79
Referencias bibliográficas	121

Índice de figuras

Figura 1 Evolución de la reforma energética mexicana, Pemex 2018.	12
Figura 2 Esquema representativo de organización de la industria petrolera mexicana de acuerdo con Pemex Exploración y Producción, Elaboración propia.	17
Figura 3 Nuevo panorama de exploración y producción a partir de la reforma energética. Fuente Pemex sept. 2014	21
Figura 4 Posibles participantes en un Contrato de Compraventa de Hidrocarburo, Elaboración propia.	23

Figura 5 Gráfica de comparación en una escala de precisión y eficiencia de distintos Bancos de Calidad, Wood Mckenzie (2019)	40
Figura 6 Mostrando los resultados de la valoración y compensación del crudo Olmeca con los datos ingresados de forma automática al Banco de Calidad.	56
Figura 7 Informe final de la valoración y compensación del crudo Olmeca, modalidad automática.	57
Figura 8 Mostrando los resultados de la valoración y compensación del crudo Istmo con los datos ingresados de forma automática al Banco de Calidad.	58
Figura 9 Informe final de la valoración y compensación del crudo Istmo, modalidad automática.	59
Figura 10 Mostrando los resultados de la valoración y compensación del crudo Maya con los datos ingresados de forma automática al Banco de Calidad.	60
Figura 11 Informe final de la valoración y compensación del crudo Maya, modalidad automática.	61
Figura 12 Mostrando los resultados de la valoración y compensación del crudo Olmeca con los datos ingresados de forma manual al Banco de Calidad.	63
Figura 13 Informe final de la valoración y compensación del crudo Olmeca, modalidad manual.	64
Figura 14 Mostrando los resultados de la valoración y compensación del crudo Istmo con los datos ingresados de forma manual al Banco de Calidad.	65
Figura 15 Informe final de la valoración y compensación del crudo Istmo, modalidad manual.	66
Figura 16 Mostrando los resultados de la valoración y compensación del crudo Maya con los datos ingresados de forma manual al Banco de Calidad.	67
Figura 17 Informe final de la valoración y compensación del crudo Maya, modalidad manual.	68
Figura 19	82
Figura 22 Informe final del sistema de valoración y compensación del caso 1 modalidad automática	85
Figura 23 Seleccionando el mes para el cual se hará la valoración y compensación del crudo en el banco de calidad	86
Figura 24 Ingresando los datos de calidad y volumen manualmente del crudo que se valorará y compensará en el Banco de Calidad.	87
Figura 25 Mostrando los resultados de la valoración y compensación del crudo con los datos ingresados de forma manual al Banco de Calidad.	88

I Figura 26 Informe final del sistema de valoración y compensación del caso 2 modalidad manual	89
Figura 46 <. Ejemplo de un reporte de laboratorio	92
Figura 47. Ejemplo de capacidad de infraestructura reservada	129

Índice de gráficas

Gráfica 1 Comportamiento real del precio promedio mensual graficado contra calidad °API	83
Gráfica 2 Comportamiento del precio promedio mensual calculado graficado contra calidad °API	84
Gráfica 3 Comportamiento del precio promedio mensual real vs el calculado graficado contra la calidad °API	84
Gráfica 4 Comportamiento del precio promedio real graficado contra el contenido de azufre	85
Gráfica 5 Comportamiento del precio promedio calculado graficado contra el contenido de azufre	86
Gráfica 6 Comportamiento del precio promedio mensual real vs el calculado graficado contra la calidad en contenido de azufre	86
Gráfica 7 Comportamiento real del Gross Product Value respecto a la calidad °API	95
Gráfica 8 Comportamiento del Gross Product Value calculado.	96
Gráfica 9 Comparación del Comportamiento del GPV real vs GPV calculado	97
Gráfica 10 Comportamiento real del Gross Product Value respecto al contenido de azufre.	98
Gráfica 11 Comportamiento del Gross Product Value calculado respecto al contenido de azufre	99
Gráfica 12 Comportamiento del Gross product real vs el Gross Product Value Calculado	100

Capítulo 1

Introducción y antecedentes

Capítulo 1 Introducción y antecedentes

Introducción

La **comercialización** de hidrocarburos es una actividad muy relevante en la industria petrolera, tan importante como cualquiera de las demás actividades dentro de la cadena de valor, ya que, en ella se realizan **todas las actividades de carácter comercial para ofrecer y colocar el hidrocarburo producido en el mercado nacional o internacional.**

En México, antes de la **Reforma Energética**, aprobada en el **2013**, todas las actividades de comercialización de hidrocarburos eran llevadas a cabo por la empresa P.M.I. Comercio internacional S.A. de C.V., filial de PEMEX, quien se encargaba exclusivamente del comercio internacional (exportación e importación) de los hidrocarburos, producidos por la única empresa productora de hidrocarburos en el país; PEMEX. Hoy en día, **a partir de la Reforma Energética y con la entrada de operadores** privados a la industria petrolera mexicana, las actividades de comercialización se realizan con la **participación de distintos órganos de gobierno** como lo son el Fondo Mexicano del Petróleo (FMP), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), entre otros organismos y empresas interesadas, como lo son PEMEX y actualmente **22 operadores petroleros nacionales e internacionales presentes en México.**

A partir de la reforma energética con la entrada de nuevos operadores privados nacionales e internacionales a la industria petrolera mexicana **esta se transformó cambiando el panorama conocido** y trayendo consigo nuevos retos. **En el presente trabajo escrito se hablará de la transformación de la comercialización de hidrocarburos a partir de la entrada de nuevos operadores privados que no cuentan con una red de transporte y sistemas de acondicionamiento propios**, iniciando la discusión desde un **panorama actual** con la comercialización de hidrocarburos mediante **contratos de compraventa de hidrocarburos** para posteriormente pasar a una propuesta **innovadora de comercialización basada en la metodología banco de calidad y desarrollada mediante una solución informática capaz de valorar y compensar hidrocarburo.**

Alcance

Analizar y desarrollar una solución informática capaz de valorar y compensar monetaria y volumétricamente petróleo crudo mexicano en función de los grados de **calidad °API, porcentaje de azufre (%S) y volumen ingresado al sistema**, dicha solución informática es desarrollada a partir de la **metodología Banco de Calidad**, la cual es definida como un mecanismo de valoración y compensación volumétrica y monetaria de petróleos crudos que cuenta con las siguientes características: brinda un **cálculo exacto, replicable y acorde a las condiciones vigentes del mercado nacional** con la finalidad de brindar una **opción de comercialización de petróleo crudo producido por operadores privados que no cuenten una red de transporte propia**.

Antecedentes

Panorama pre- reforma energética

Previo a la Reforma Energética del 2013 en México, las actividades de valoración y compensación volumétrica y monetaria del petróleo producido en los distintos campos de México no eran requeridas, dado que PEMEX manejaba toda la **cadena de valor** de la industria petrolera mexicana, y no **requería compensarse a sí mismo valorando su producción**, esto cambia radicalmente en diciembre de 2013 **con la aprobación de la Reforma Energética Mexicana** trayendo consigo nuevos retos al ya no ser el único participante de la industria petrolera nacional.

Con la finalidad de brindar visibilidad al lector de los **cambios de los panoramas pre - post Reforma Energética** en el siguiente apartado se describen ampliamente los detalles y características de la Reforma Energética.

La Reforma Energética y la evolución de la cadena de valor de la industria petrolera mexicana.

En diciembre del 2013, se aprueba en México la Reforma Energética, la cual dio pauta a la modificación de la **Ley de Hidrocarburos, publicada en agosto del 2014**, en la cual se establecen las herramientas jurídicas necesarias para la **apertura de las actividades en la cadena de valor de la industria petrolera a públicos y privados interesados en participar en dicha industria de forma activa**, en México, la cadena de valor de la industria petrolera se define como un conjunto de procesos y subprocesos que describen las actividades que se realizan en las etapas Upstream (exploración y extracción), Midstream (transporte, tratamiento y almacenamiento) y Downstream (transformación; refinación y petroquímica, y venta), dentro del ciclo de vida de la industria, cabe mencionar que que a través del tiempo ha evolucionado con la expansión hacia nuevas áreas de oportunidad y tipos de proyectos, ampliándose las actividades de cada eslabón o etapa de dicha cadena por lo que a continuación solo se mencionan las tareas más características por etapa .

- Upstream

La etapa del Upstream concentra alrededor del 60% de la inversión del capital total, ya que en esta etapa se llevan a cabo actividades de exploración, evaluación, desarrollo, extracción, y abandono de campos petroleros. Es de gran importancia llevar a cabo estudios geológicos y geofísicos que permitirán realizar análisis técnicos y económicos estimados de las primeras actividades que son seguidas por la perforación y terminación de los pozos de exploración, de delimitación, y de desarrollo y de producción.

Con la producción de cada pozo, que incluye la administración de lo producido diariamente, se monitorea y optimiza la producción obtenida. De esto se desprenden los subprocesos de mantenimiento de los pozos, equipos de operación y el correspondiente almacenamiento de los hidrocarburos, sin dejar de lado la gestión del agua y manejo de los residuos generados durante las operaciones, y siendo también de suma importancia la inclusión de los planes de abandono de instalaciones y campos. En esta etapa se consideran los yacimientos ubicados en tierra o mar, los convencionales y los no convencionales, así como los que tengan métodos de recuperación mejorada y avanzada.

Antes de la reforma energética era Pemex el único encargado de exploración y extracción del hidrocarburo en territorio nacional, actualmente la inversión privada tiene un papel importante en la etapa upstream.

- Midstream

Las actividades del Midstream incluyen los procesos de transporte, almacenamiento y acondicionamiento primario de los hidrocarburos, así como el procesamiento del gas natural que permite su transportación y aprovechamiento.

Dado que Pemex es el dueño de la infraestructura para el transporte, almacenamiento y acondicionamiento primario de los hidrocarburos, Pemex se sigue encargando de esta etapa.

- Downstream

En esta etapa se llevan a cabo las actividades de transformación industrial del petróleo y del gas, su distribución, exportación y venta al público.

Antes de la reforma energética era Pemex el único encargado de la transformación industrial del hidrocarburo extraído del territorio nacional, actualmente con la entrada de la inversión privada, la etapa de downstream se ha diversificado en gran medida y ha dejado de estar en manos solamente de Pemex.

Claramente se pueden observar los cambios en los panoramas pre y post Reforma Energética, mientras que en el panorama **Pre Reforma Energética** Pemex estaba encargado de llevar a cabo la administración y la operación de todas las actividades, procesos y subprocesos que engloban estas tres etapas de la cadena de valor de la industria petrolera. En el panorama **Post Reforma Energética** esto ha cambiado sustancialmente a partir de la aprobación de la reforma energética como se observa en la **figura 1**, lo cual representa grandes retos, tanto operativos como administrativos, para todos los participantes de la industria petrolera mexicana.



Fuente: PEMEX.

Figura 1 Evolución de la reforma energética mexicana, Pemex 2018.

La Reforma energética y PEMEX

A raíz de la reforma energética del 2013 se crearon nuevos órganos reguladores, como la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), se dotó de nuevas atribuciones a la CNH y a la CRE, se crearon nuevos operadores de servicios logísticos de acceso abierto, CENAGAS, y se formó un nuevo órgano administrador de la renta petrolera del Estado, el Fondo Mexicano del Petróleo (FMP), adicional a que, se ha permitido la entrada al capital privado con la participación de los nuevos operadores petroleros independientes.

Esta transformación también se hizo evidente dentro de las actividades de la empresa productiva del Estado, ya que, a raíz de la incorporación de nuevos operadores, Pemex ha innovado en soluciones para distintos escenarios que surgieron como resultado del nuevo panorama de la industria energética. Pemex se transformó y adoptó una nueva organización en la distribución de sus actividades, definiendo un nuevo modelo de negocios bajo esquema que se muestra en el **Figura 2.:**

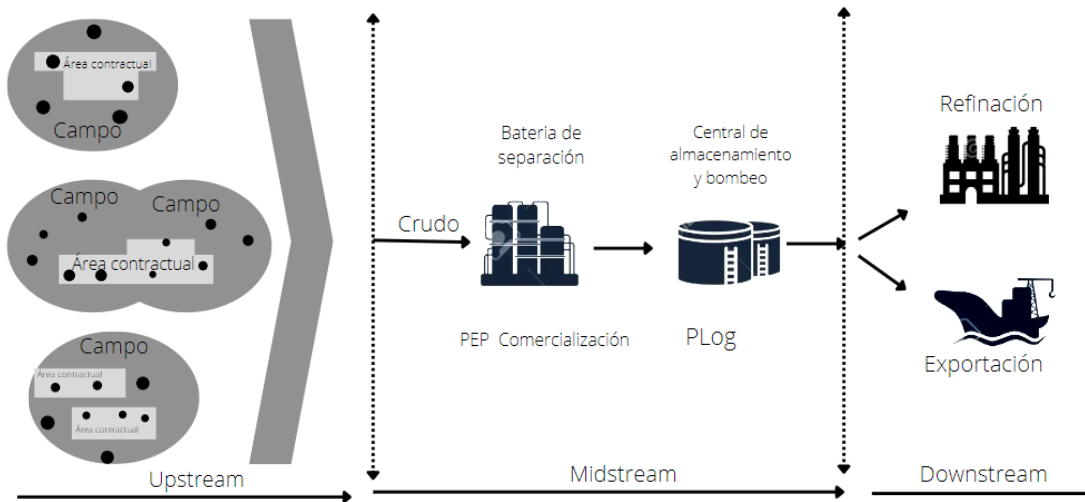


Figura 2 Esquema representativo de organización de la industria petrolera mexicana de acuerdo con Pemex Exploración y Producción, Elaboración propia.

La **figura 2** muestra un esquema simplificado de la organización de la industria petrolera mexicana actual. En él se puede ver que PEMEX y los operadores terceros actúan como productores de las asignaciones o áreas contractuales, según sea el caso, y posteriormente, el crudo es transportado, pasando en su camino por baterías de separación, hasta una central de almacenamiento donde finalmente puede tener dos posibles destinos; por una parte, ser enviado al Sistema Nacional de Refinación (SNR), donde se le realiza su proceso de refinación, o bien, ser enviado directamente a algún punto de venta o exportación. En el caso del gas, éste es transportado generalmente a instalaciones de recolección y compresión, posteriormente pasa por una estación de compresión y finalmente llega a un centro de procesamiento de gas donde puede ser vendido o entregado, según sea el caso. Durante todo este proceso el hidrocarburo, ya sea líquido o gaseoso, pasa por procesos de acondicionamiento y tratamiento para cumplir con las características convenidas para su transporte, comercialización y entrega.

En resumen, derivado de las rondas de licitaciones llevadas a cabo por la CNH, en México, se constituyeron operadores petroleros en México, quienes licitaron y ganaron contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (CEEs) en campos ubicados en ambientes

terrestres y marinos. Estos operadores requieren de la infraestructura de transporte y almacenamiento de PEMEX, por no disponer de la infraestructura propia para transportar, almacenar y dar tratamiento primario a su producción hasta el punto de entrega y comercialización. Esto lleva a que se deban establecer y formalizar contratos comerciales entre las compañías operadoras y Pemex para transportar, tratar, almacenar, vender o comercializar sus hidrocarburos producidos. Adicionalmente, en las instalaciones de Pemex se concentran las producciones de diferentes campos y operadores petroleros, cada uno con diferentes volúmenes de producción, calidades y contenido de impurezas que hacen necesaria la cuantificación confiable, precisa y oportuna de la valoración de cada corriente recibida en el punto de recolección o entrega de cada campo u operador, y su correspondiente cálculo de compensación volumétrica o monetaria. Derivado de este reto y complejidad, se propone la creación de una solución informática que permita realizar y analizar los diferentes cálculos de la valoración de hidrocarburos y su compensación de forma confiable, auditable y oportuna.

En los siguientes capítulos se analizarán a mayor detalle estos retos y el desarrollo de esta solución práctica y eficiente para los mismos.

La Reforma Energética y la evolución del modelo de negocios de Pemex

La apertura a la inversión privada de la industria petrolera mexicana planteó un cambio de la visión de negocios de Pemex.

Ahora Pemex, como Empresa Productiva del Estado, puede asociarse, a través de alianzas de negocio y acuerdos de operación conjunta con otros operadores de la industria, beneficiándose de la posibilidad de compartir los riesgos técnicos, financieros, operativos, tecnológicos y geológicos que antes asumía sola en los campos petroleros. Esto permite adoptar rápidamente mejores prácticas internacionales y optar por nuevas tecnologías para fortalecer y hacer eficientes las actividades en todos los procesos de extracción, transformación y comercialización de hidrocarburos en México.

Dado que Pemex es una Empresa Productiva del Estado y no una empresa privada, sigue enfrentando grandes retos como: precios regulados, garantías implícitas de abasto, sobre

todo, de petrolíferos de venta al público, presupuesto limitado (recursos principalmente para operar y mantener actividades, pero escasos para financiar proyectos de crecimiento y nuevas actividades), así como regímenes fiscales y laborales especiales, con una carga fiscal muy grande, entre otras cosas. La apertura del mercado energético nacional, la nueva política de austeridad, y el plan de fortalecimiento de Pemex presentan un plan de negocios que tiene como eje rector una estrategia financiera enfocada a no utilizar la deuda como fuente de financiamiento para los proyectos de inversión de la empresa, y plantea una propuesta para la disminución gradual de la deuda, en el mediano y largo plazo, con una perspectiva realista, sin desatender la naturaleza del negocio y la viabilidad financiera. El plan de negocios muestra el replanteamiento de Pemex como Empresa Productiva del Estado, así como la directriz por la cual se va a guiar para cumplir con los objetivos nacionales antes planteados, entre los que se encuentran mantener las finanzas sanas y alcanzar el potencial energético óptimo de la empresa con el cual se fortalecerá su papel estratégico en el desarrollo de México.

Problemática del transporte del hidrocarburo producido por operadores privados

A raíz de la reforma energética, y con la apertura del mercado energético a la inversión privada, la industria petrolera mexicana ha tenido grandes cambios, los cuales abrieron nuevas vertientes del quehacer del ingeniero petrolero en todas las áreas de la cadena de valor de la industria petrolera en México, entre los nuevos retos, surge la necesidad en innovar soluciones para la valoración y compensación volumétrica y monetaria del petróleo producido en campos petroleros de México por operadores que no cuentan con una red de infraestructura (Transporte, distribución y acondicionamiento) propia. El transporte y manejo de los hidrocarburos producidos por operadores privados es uno de los principales retos, tanto operativo como administrativo. Esto debido a que, los operadores, que fueron adjudicados con Contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos, no cuentan con un sistema de transporte propio (etapa midstream), por lo que, su hidrocarburo producido debe de entrar a la red de transporte de Pemex y mezclarse con el hidrocarburo producido de otros campos cercanos, sea de Pemex o de otro operador privado. O bien,

otra opción que tienen es embarcarse directamente para exportación desde instalaciones marinas (en caso de campos marinos).

El hecho de que operadores privados ingresen su producción a la red de transporte de Pemex y que la mezclen con la producción de otros campos cercanos, de Pemex o de algún otro operador privado, resalta algunas interrogantes importantes como: ¿Cuánto valor tiene el hidrocarburo que produce cierto operador en cierto mes? ¿El valor está estimado correctamente? ¿Cómo se le compensará ese valor a cada operador?

Dado que, las instalaciones de transporte y almacenamiento de hidrocarburos son propiedad de Pemex, y permitir el paso del hidrocarburo producido por otros operadores representa una oportunidad de negocio, es necesario saber cuál es su perspectiva respecto a este nuevo horizonte y analizar el proceso de medición de hidrocarburos dese el panorama actual.

Medición de hidrocarburos y la reforma energética

La medición de hidrocarburos es un proceso en constante evolución y mejora continua, a raíz de la reforma energética este proceso cobra mayor relevancia con la participación de operadores privados dentro de la industria petrolera nacional es por esto que en este apartado se analiza la propuesta de medición idónea para la correcta medición del flujo volumétrico a boca de pozo mediante el uso de medidores de flujo multifásico en este caso se propone el uso de separadores ciclónicos conocidos como GLCC por las siglas en inglés de Gas-Liquid Cylindrical Cyclone (Shoham et al., 1998), **figura 3** el cual de acuerdo a la investigación realizada por Godoy-Alcántar, J.M., Cervantes-Martínez, G., Cruz-Maya, J.A., Hernández-Buenfil, M.A., & Ramírez-Antonio (2008), este tipo de separadores multifásicos tienen ventajas significativas en comparación con los separadores de prueba entre las que resaltan la simplicidad en la construcción, el tamaño compacto, el bajo peso y los bajos costos de capital y de operación, por esta razón el desarrollo de un sistema de medición empleando separadores ciclónicos representa grandes ventajas en cuanto a costo, eficiencia y tamaño, adicional, los separadores basados en tecnología ciclónica pueden ser controlados de forma automática y operados en línea a las condiciones

operacionales del proceso para alcanzar los estándares de separación requeridos por la medición a continuación se muestra la configuración de lazo cerrado del GLCC para medición de mezcla multifásica, figura 3.

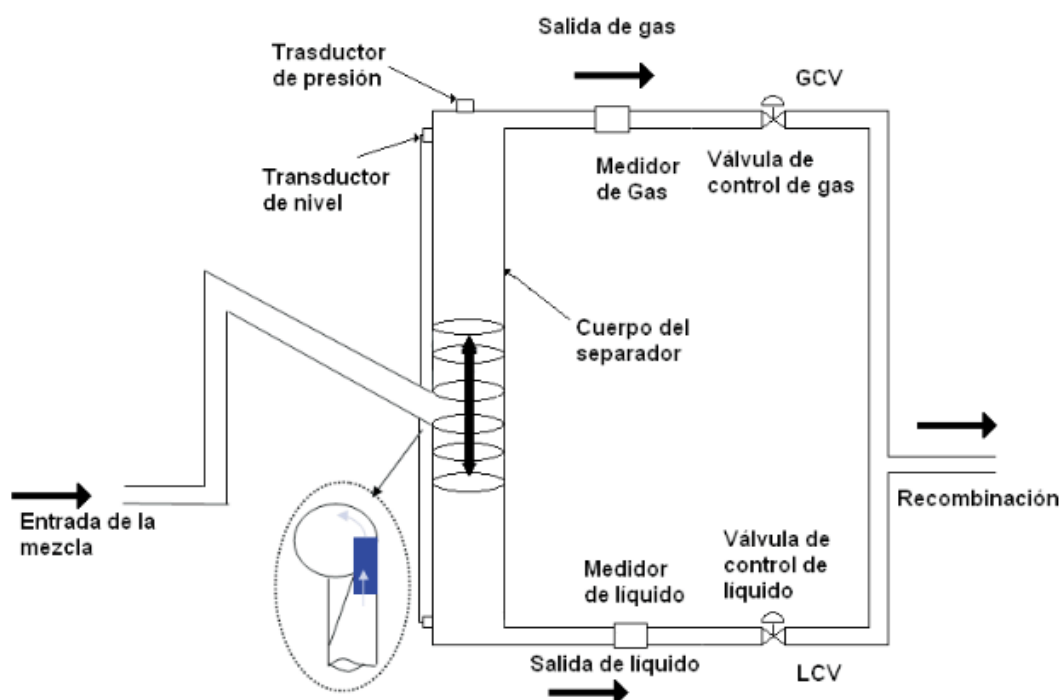


Figura 3 Configuración de lazo cerrado del GLCC para medición de mezcla multifásica.

La medición de hidrocarburos multifásica mediante el GLCC para la medición de mezcla multifásica en boca de pozo asegurará la correcta medición de hidrocarburos participantes en un banco de calidad o en cualquier otro instrumento de comercialización.

Capítulo 2

Contratos de Compraventa de hidrocarburos

Capítulo 2 Contratos de Compraventa de hidrocarburos

En el capítulo anterior se discutió sobre las transformaciones que sufrió la industria petrolera nacional a partir de la Reforma Energética, y también se abordó la importancia de crear e innovar en mecanismos de valoración de los hidrocarburos para fortalecer la industria. En este capítulo se aborda la forma en la que se lleva a cabo la valoración de los hidrocarburos.

En principio, es necesario definir lo que es un **contrato** y los **tipos de contratos** que se celebran dentro de la industria petrolera. Para fines de la presente tesis, se define un contrato como **un acuerdo legal, pactado por dos o más partes con capacidad jurídica, por medio del cual se vinculan, crean, modifican, transfieren o extinguen derechos y obligaciones con relación al préstamo o transferencia de ciertos servicios, actividades, productos o derechos.**

Dentro de la industria petrolera se celebran distintos tipos de contratos, pero los más destacables son los **Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE)** que celebra el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), con los operadores petroleros ganadores de una licitación petrolera.

Como lo menciona la Ley de Hidrocarburos en su artículo 11, la Nación podrá celebrar Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE's) por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y estos serán regulados en conjunto por SENER y CNH como se observa en la **figura 3**. Estos contratos pueden suscribirse a cuatro distintos tipos de esquemas:

- Contratos de Utilidad Compartida (CUC)
- Contratos de Producción Compartida (CPC)
- Contratos de Licencia (CL)
- Contratos de Servicios (CS)



Figura 3 Nuevo panorama de exploración y producción a partir de la reforma energética. (Pemex, 2014)

A través de estos contratos la Nación concederá derechos a compañías operadoras (nacionales e internacionales) para poder explorar y extraer los recursos petroleros del país, todo bajo la correcta aplicación y regulación de las diversas Leyes, Reglamentos y Lineamientos vigentes.

Existen otras modalidades de vinculación que tienen los operadores privados y PEMEX para trabajar juntos y compartir riesgos económicos y de operación como los Acuerdos de Operación Conjunta (también conocidos como Joint Operating Agreements, JOA's) donde los Co-Titulares de una área contractual pactan la forma en la que se llevará a cabo la exploración y extracción de los hidrocarburos del área, aportando, cada uno de ellos, los recursos acordados y requeridos para realizar las actividades pertinentes. Dentro de estos JOA's se pueden tener los llamados Farmouts, en los cuales PEMEX, como empresa titular de una Asignación o de un área contractual le ofrece a un tercero independiente la posibilidad de adquirir una participación en su área contractual, a cambio de inversión, servicios o las condiciones estipuladas en el convenio pertinente.

Finalmente se tienen también las Migraciones de Asignaciones a Contratos para la Exploración y Extracción (CEE's), las cuales permiten a PEMEX modificar las condiciones fiscales de una Asignación transformándola ("migrándola") a un Contrato de Exploración y Extracción (CEE), en solitario o en asociación con alguna empresa operadora, para mejorar su desempeño económico, aumentando la renta petrolera para PEMEX y para el Estado, aprovechando los beneficios de las nuevas condiciones contractuales aplicadas al campo en cuestión.

Además de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE), existen otros tipos de contratos que celebra PEMEX con los Operadores privados, titulares de algún contrato CCE. Estos contratos, llamados **Contratos de Compraventa de Hidrocarburos**, son la solución en tiempo presente de la valoración de los hidrocarburos producidos en los diferentes campos petroleros. Dichos contratos **son herramientas jurídicas que le permiten a PEMEX realizar actividades de comercialización con terceros**, y en los que se estipulan las condiciones bajo las cuales PEMEX comprará el hidrocarburo producido de un operador privado en México.

Contrato de compraventa de hidrocarburos (CCV)

Un **Contrato de Compraventa de hidrocarburos (CCV)** es la herramienta que, con fundamento legal, establece las obligaciones, responsabilidades y condiciones para realizar la comercialización de hidrocarburos entre las partes interesadas, vendedor y comprador.

Existen dos tipos de Contratos de Compraventa de Hidrocarburos, Contratos de Compraventa de Petróleo Crudo y Contratos de Compraventa de Gas Natural. Aunque son muy semejantes en estructura, los términos y condiciones concernientes a la valoración y compensación del hidrocarburo son muy distintos entre sí, ya que no es posible valorar bajo un solo contrato de petróleo al gas y viceversa. Para fines de la presente tesis sólo se abordarán los Contratos de Compraventa de Petróleo Crudo.

Bajo los Contratos de Compraventa de Petróleo Crudo, PEMEX puede realizar acciones de comercialización de petróleo con un operador privado o con el Estado mismo, bajo los más altos estándares de transparencia y legalidad, atendiendo la regulación vigente mediante una serie de cláusulas y acuerdos previamente pactados por las partes interesadas, a través de convenios firmados tal como se ejemplifica gráficamente en la **figura 4**.



Figura 4 Posibles participantes en un Contrato de Compraventa de Hidrocarburo, Elaboración propia.

Un Contrato de Compraventa de Petróleo debe de estar integrado por una serie de cláusulas que permiten asegurar el cumplimiento de los distintos acuerdos legales, administrativos, operativos y de calidad establecidos para llevar a cabo la comercialización del petróleo de forma clara, previniendo cualquier imprevisto que le pudiese suscitar a cualquiera de las partes y en cumplimiento con la normatividad mexicana vigente. Además, cada Contrato de Compraventa de Petróleo contiene cláusulas de valoración y compensación específicas, las cuales son pactadas en común acuerdo por las partes interesadas y además son acordes a las características específicas de calidad del hidrocarburo y del campo, asignación o área contractual en cuestión.

A continuación, se describe la información básica con la que debe de contar un contrato de compraventa de petróleo. Cabe mencionar que para fines de la presente tesis sólo se profundizará en los aspectos del Contrato de Compraventa de Petróleo relevantes para la valoración y compensación monetaria del petróleo. Para más detalles de los elementos generales de un CCV se sugiere consultar el **anexo A**.

Con la finalidad de describir la información requerida para formalizar un contrato de Compraventa, se dividirá la serie de cláusulas que componen un Contrato de Compraventa de Petróleo en tres tipos de información mínima requerida, lo cual, permite su formalización y establecimiento de la forma en la que se va a valorar y compensar el petróleo crudo comercializado relativo a dicho contrato.

- Información legal
- Información operativa

INFORMACIÓN LEGAL

Para el establecimiento de un Contrato de Compraventa de Hidrocarburo es indispensable que ambas partes interesadas en la formalización de dicho contrato, vendedor y comprador, deben acordar el tipo de contrato que se celebrará; el tipo de producto a comercializar, la Asignación o área Contractual en cuestión, los nombres completos y las razones sociales tanto del Comprador como del Vendedor, los nombres de sus respectivos apoderados legales, número de CEE y fecha de firma del mismo con CNH y finalmente datos del poder notarial, es imprescindible contar con estos datos ya que ambas partes deben de ser plenamente identificadas para el cumplimiento de los acuerdos de dicho contrato.

Además de lo anterior, es necesario especificar la información operativa de la Asignación, Área Contractual o campo en cuestión, debido a que, es indispensable acordar el punto de transferencia de la propiedad, así como los puntos de medición del volumen y calidad del petróleo entregado por parte del vendedor. Finalmente, para el cumplimiento del Contrato de Compraventa de Petróleo es necesario establecer una cláusula de programación de la producción en donde el vendedor comprometa su producción anual al cumplimiento del contrato convenido, con la finalidad de garantizar el suministro de petróleo y permitir la planeación y desarrollo de actividades por parte del comprador.

INFORMACIÓN OPERATIVA

Para establecer los términos y condiciones del contrato es necesario contar con al menos la siguiente información operativa con relación a la producción del vendedor, al punto de transferencia y la calidad del petróleo producido.

Programas: la producción del petróleo del vendedor deberá de ser programada por día, por mes y por año, esto con la finalidad de garantizar el suministro de petróleo y permitir la planeación y desarrollo de actividades por parte del comprador.

Acuerdo de medición de calidad y cantidad: en este acuerdo se establecen las reglas para la medición del volumen y la calidad de la totalidad del petróleo producido por el vendedor, el cual es entregado en el punto de transferencia de la propiedad. También en este acuerdo se determina el punto de medición y las condiciones en las que se dará la transferencia de propiedad del petróleo.

Punto de transferencia y medición para la transferencia de propiedad: las partes interesadas acordarán el punto medición, el sistema de medición y las especificaciones de este, ya que se usará para medir el volumen entregado por el vendedor. Cabe mencionar que tanto el punto de medición como el sistema de medición deben ser previamente aprobados por la CNH.

Tipo, calidad y características del petróleo: para efectuar la comercialización del petróleo en el punto de transferencia es necesario contar con los parámetros típicos de calidad obtenidos mediante los métodos de determinación establecidos y autorizados por los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 29/09/2015.

- Densidad a Contenido mediante el método de determinación ASTM-D4052-18
- Agua y sedimento (% volumen) obtenido mediante el método de determinación ASTM-D4007-11 (2016)
- Acidez (Ph) obtenido mediante el método de determinación ASTM-664
- Azufre (% Peso) obtenido mediante el método de determinación ASTM-D4294-16

- API (Gravedad) obtenido mediante el método de determinación ASTM-287
- Contenido de sal (lb/1000 bls) obtenido mediante el método de determinación ASTM-D3230-13
- PVR (Lb/P²) obtenido mediante el método de determinación ASTM-323
- Viscosidad (S SU o S SF) obtenido mediante el método de determinación ASTM-88

Además, es necesario que en el reporte del laboratorio se incluyan los datos del producto muestreado, la persona encargada del muestreo, localización de toma de muestra, hora y fecha de muestreo, hora y fecha de recepción en laboratorio, hora y fecha de inicio de análisis, hora y fecha de fin de análisis.

Como se puede ver, además de la información legal que permite la identificación de las partes sujetas a las responsabilidades de dicho contrato es también importante delimitar las características operativas, de calidad y de medición mediante las cuales se llevará a cabo la comercialización del petróleo en cuestión.

Una vez conocida la información legal y operativa básica para la formalización de un contrato de este tipo, es posible describir cómo se llevará a cabo la valoración y compensación del petróleo en cuestión, por lo que a continuación se describe la valoración y compensación monetaria del petróleo mediante un Contrato de Compraventa de Petróleo.

VALORACIÓN Y COMPENSACIÓN DEL CRUDO MEDIANTE UN CONTRATO DE COMPRAVENTA DE PETRÓLEO.

Cada Contrato de Compraventa de Petróleo es único y particular dependiendo de las características del campo y petróleo del cual se trate, así mismo de los convenios que celebren las partes interesadas y la regulación mexicana vigente.

Cabe destacar que al inicio de un contrato se toma un análisis de laboratorio en donde se especifica la calidad de hidrocarburo del campo, aunque los análisis de calidad incluyen muchos parámetros, los más relevantes para determinar el precio del hidrocarburo son los

grados API, el contenido de azufre y el contenido de sal en algunos casos. Este análisis del laboratorio se realiza mes con mes y si la calidad API del petróleo baja o si los porcentajes de azufre o sal suben se aplican mecanismos de ajuste (los cuales se abordarán más adelante en este capítulo) para la valoración correcta del petróleo.

Para calcular el precio de compra del hidrocarburo en cuestión se usan fórmulas particulares y establecidas para cada campo, estas fórmulas son establecidas a partir de distintos parámetros tanto de calidad del hidrocarburo (API, contenido de azufre, contenido de sal), como parámetros económicos (precios de crudos marcadores nacionales e internacionales). A continuación, se describen las variables más comunes utilizadas en la fórmula para calcular el precio de compra del petróleo.

Constante de rendimiento: esta constante es definida de acuerdo con la calidad API y el contenido de azufre en peso del petróleo crudo de referencia del mercado mexicano (Olmeca, Istmo, Maya, Altamira, o Talam) más cercano a la calidad API y contenido de Azufre del crudo que se comercializará.

Precio de referencia: dada la naturaleza volátil del mercado petrolero internacional, y para asegurar que el precio del hidrocarburo sea representativo en el mercado correspondiente, esta variable podrá ser expresada mediante una operación algebraica que tome en cuenta los precios de los crudos Istmo, Olmeca o Maya según sea conveniente, además de considerar un ajuste por temperatura, el cual es igual a 1 en el caso de que el hidrocarburo sea medido a 60 °F y es aproximado a 1 en el caso de que el hidrocarburo sea medido a 20 °C.

Margen comercial: esta variable representa el margen de ganancia que tiene la empresa compradora del hidrocarburo en cuestión, comúnmente es un porcentaje del precio de referencia que oscila entre el 3.5% y el 1.5% o una cifra fija dependiendo de los acuerdos logrados entre las partes.

Costos logísticos: esta variable representa los costos logísticos que incluyen servicios de recolección, transporte y tratamiento de la producción desde la asignación o área contractual en cuestión hasta su punto de venta. Cabe destacar que los costos logísticos

estarán sujetos a su actualización por los comités respectivos, la regulación, las autoridades o las condiciones operativas correspondientes.

Como se observa en la siguiente fórmula para calcular el precio de compra del hidrocarburo depende de distintos factores económicos, operativos y de calidad.

$$P_c = C \times P_{ref} - CL - MC$$

P_c = Precio de compra

C = Constante de rendimiento para el crudo del área contractual

$$P_{ref} = PA \times AT$$

PA = promedio aritmético de los precios diarios disponibles en el mes del crudo Istmo de exportación ponderado de los mercados de América USGC y el lejano oriente

AT = Ajuste de temp. de 0.9965 debido a que el crudo Istmo para exportación se mide a 60°F y el precio Inter empresas se mide a 20°C, este valor es igual a 1 siempre que el volumen se mida a 60°F

Esta fórmula de precio es particular para el hidrocarburo perteneciente a un campo en específico, por lo que surge la interrogante de ¿Qué es lo que pasaría en caso de que el hidrocarburo del campo en cuestión no cumpliera con la calidad API y contenido de azufre pactada entre las partes? En el caso de que el petróleo no cumpliera la calidad API y contenido de azufre pactada surge la necesidad de penalizar al vendedor por incumplimiento, y es necesario utilizar mecanismos de ajuste para la correcta valoración del petróleo en cuestión.

Cabe especificar que para fines de la presente tesis sólo se abordan los parámetros más comunes para el mecanismo de ajuste de calidad son API y %S. En el caso del mecanismo de ajuste por contenido de sal sólo se aplica a uno de los casi cien campos analizados de la región sur de México.

MECANISMO DE AJUSTE

Cuando el vendedor no cumple con la calidad pactada en el contrato se establece, generalmente, una penalización mediante un mecanismo de ajuste de calidad. Este ajuste de calidad se realiza mediante un “Escalador por desviación en la calidad API y contenido de azufre”

El escalador por desviación en la calidad API y contenido de azufre es un mecanismo de ajuste que se aplica para ajustar la fórmula del precio de compra, en la que los valores fueron pactados y demostrados mediante análisis de laboratorio. Cabe mencionar que este mecanismo de ajuste también es pactado por las partes desde la formalización del contrato.

Este mecanismo de ajuste es aplicado directamente en la constante de rendimiento para el crudo en cuestión, la cual para para uso del escalador se expresa de la siguiente forma: $C_{API\%S}$, y es igual a la suma de las siguientes variables quedando la constante de rendimiento expresada de la siguiente forma:

$$C_{API\%S} = C + C_{API} + C_{\%S}$$

Este mecanismo de ajuste es modificado mediante ecuaciones matemáticas, las cuales dependen directamente del tipo de desviación que se presenta. Existen cuatro tipos de desviaciones

- Tipo 1: Si la gravedad API del petróleo crudo recibido real es mayor al valor de grados API con el cual se elaboró la fórmula entonces el valor de la constante de rendimiento es igual al cero, $C_{API}=0$
- Tipo 2: Si el contenido en % de azufre del petróleo crudo real recibido es menor o igual al valor con que se elaboró la fórmula entonces el valor de la constante de rendimiento es igual al cero, $C_{\%S}=0$
- Tipo 3: Si la gravedad API del petróleo crudo recibido real es menor al valor de grados API con el cual se elaboró la fórmula entonces el valor de la constante de rendimiento es igual a una fórmula matemática la cual está en función de los precios corrientes de los crudos de exportación en el mercado cuyos valores de API representen un rango inferior y superior de la gravedad API con que se formuló la

fórmula del precio de compra. También se toman en cuenta los grados API de dichos crudos, así como los grados API del crudo real recibido y del crudo con el que se formuló la fórmula por una constante de ajuste. Entonces C_{API} es igual a esa ecuación.

- Tipo 4: Si el contenido de azufre real recibido del petróleo crudo recibido real es mayor al valor de azufre con el cual se elaboró la fórmula entonces el valor de la constante de rendimiento es igual a una fórmula matemática que está en función de los precios corrientes de los crudos de exportación en el mercado, cuyos valores de % de azufre representan un rango inferior y superior del % de azufre con que se formuló la fórmula del precio de compra. También se toman en cuenta el contenido en % de azufre de dichos crudos, el contenido % de azufre del crudo real recibido y el del crudo con el que se formuló la fórmula por una constante de ajuste. Entonces C_{API} es igual a esa ecuación.

Para realizar la valoración y compensación monetaria del crudo mediante un Contrato de Compraventa de Petróleo es necesario establecer una serie de cláusulas legales, operativas y económicas que brinden una valoración y compensación justa y acorde a las características del campo y crudo en cuestión. Además, se comenta sobre la conformación de la fórmula para calcular el precio del crudo y, finalmente, se analizan distintos escenarios en los que es necesario usar mecanismos de ajuste en el caso de que exista una desviación en la calidad API o en el contenido de azufre del crudo del vendedor. Esto con la finalidad de una valoración justa y acorde a las características del campo y crudo en cuestión.

Durante el análisis de la conformación de un Contrato de Compraventa de Petróleo se toman en cuenta las características del campo y del crudo. Debido a esto, todos los Contratos de Compraventa de Petróleo son únicos y diferentes entre sí, conservando la misma estructura, pero con algunas cláusulas adicionales o descartadas, las cuales son pactadas de acuerdo con las necesidades particulares del campo y crudo en cuestión.

Para conocer la estructura básica de un Contrato de Compraventa de Petróleo se sugiere revisar el anexo A de la presente tesis.

Un Contrato de Compraventa de Petróleo es único y particular para cada campo e hidrocarburo de acuerdo con los acuerdos pactados por las partes y atendiendo a la regulación mexicana, por lo que, mediante éste se realiza una valoración legal y justa, pero no homogénea para distintos campos, dada su naturaleza. Cabe mencionar que aunque una valoración del petróleo por medio de un Contrato de Compraventa es una de las formas de valorar y compensar el hidrocarburo no es la más popular ni la más usada mundialmente, y dado que la industria petrolera nacional se abrió a la inversión privada, tanto nacional como extranjera, surge la necesidad de seguir innovando en la forma en la que se valoran y se compensan los hidrocarburos mexicanos, buscando estar a la vanguardia mundial de los procesos de comercialización de hidrocarburos.

Debido a esto, la presente tesis aborda una metodología llamada “Banco de Calidad” que analiza la valoración y compensación volumétrica y monetaria de Petróleo crudo de los campos pertenecientes a la región sur de México, como solución a la no homogeneidad de un Contrato de Compraventa de Petróleo y en pro de estar a la vanguardia internacional en materia de comercialización de hidrocarburos.

Capítulo 3

Análisis y desarrollo de un banco de calidad

Capítulo 3 Análisis y desarrollo de un Banco de Calidad

En México existe un creciente número de operadores petroleros privados que se han hecho acreedores de contratos de exploración y extracción (CEE's) en distintas áreas contractuales ofertadas mediante las rondas de licitación de la CNH. Este hecho, adicional a que Pemex Exploración y Producción ha firmado acuerdos de operación conjunta con otros operadores, crea un nuevo entorno del escenario energético mexicano, que trae consigo nuevos retos dentro del quehacer del ingeniero petrolero. El transporte y manejo de los hidrocarburos producidos por operadores privados es uno de ellos, tanto operativo como administrativo. Esto debido a que, los operadores, que fueron adjudicados con Contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos, no cuentan con un sistema de transporte propio (etapa midstream), por lo que, su hidrocarburo producido debe de entrar a la red de transporte de Pemex y compartir el oleoducto con el hidrocarburo producido de otros campos cercanos, sea de Pemex o de otro operador privado. O bien, otra opción que tienen es embarcarse directamente para exportación desde instalaciones marinas (en caso de campos marinos).

Con el objetivo de fortalecer la industria petrolera mexicana con una nueva forma de comercializar el petróleo crudo mexicano, mediante la innovación en nuevos sistemas de valoración óptima de hidrocarburos para su comercialización justa, transparente y acorde con los mercados internacionales, en el presente capítulo se describe el concepto de **mecanismo de compensación** llamado **banco de calidad**. Para esto, se iniciará definiendo qué es y qué características tiene un banco de calidad para, posteriormente, analizar los bancos de calidad existentes alrededor del mundo y las propuestas de banco de calidad en México, y así, finalmente, concluir con una propuesta propia, objetivo principal de la presente investigación.

DEFINICIÓN

Un **banco de calidad** es un **mecanismo de valoración y compensación de crudo por medio de distintos parámetros**, como pueden ser: la calidad de los crudos participantes dentro del sistema de transporte, los cortes de destilación de la mezcla de hidrocarburo, la valoración de sus productos refinados, entre otros. De esta manera, **un banco de calidad tiene la finalidad de valorar y compensar un crudo en específico.**

Entre las cualidades destacables para que un banco de calidad sea válido es que su **metodología sea clara y replicable**, que sus **valoraciones sean un reflejo fidedigno del mercado nacional e internacional**, que **cuenta con amplia eficiencia operativa** y, finalmente, que tenga una **alta precisión para una justa valoración del petróleo crudo dentro de su sistema.**

En resumen, un banco de calidad es un **mecanismo mediante el cual se lleva a cabo la valoración y respectiva compensación volumétrica o monetaria** (según sea el caso) a los operadores cuya producción participa dentro de un sistema de transporte, y cuyas calidades contribuyen positiva o negativamente a la calidad de la mezcla.

CARACTERÍSTICAS DE UN BANCO DE CALIDAD

La metodología banco de calidad se utiliza a nivel mundial en la industria petrolera es por esta razón que dicho mecanismo debe de cubrir ciertas características para ser válido internacionalmente, las características indispensables son las descritas a continuación:

Esta metodología debe de ser **transparente**, esto se refiere a que debe de ser una metodología clara para todas las partes involucradas, por lo cual, debe de contener cálculos fácilmente **replicables y auditables por terceros**, así como los ajustes a realizar deben de llevarse a cabo partir de **parámetros y datos conocidos y compartidos** entre los usuarios participantes. Otra de las características indispensables es que el mecanismo de compensación debe de contar con las cualidades de **precisión y simplicidad**, por lo que, un banco de calidad no debe de involucrar demasiadas variables para realizar valoraciones y compensaciones precisas de los crudos participantes. Además, el banco

de calidad debe de ser **reflejo del mercado actual**, por lo que, debe poder alinearse en todo momento a los cambios de precios y diferenciales de los mercados relevantes para los crudos del sistema, así mismo, se deben de permitir revisiones y/o ajustes periódicos. Finalmente, esta metodología debe de realizar una **justa** valoración, por lo cual, debe de reflejar el valor intrínseco de los crudos en su mercado destino para ser recibido como adecuado y justo por los productores.

Como se puede ver, el mecanismo de banco de calidad debe de cumplir ciertas características indispensables para ser reconocido y aceptado tanto por los participantes de dicho banco de calidad, como por la comunidad petrolera y órganos reguladores de la industria.

En resumen, un banco de calidad es un mecanismo de valoración y compensación, la cual, para ser validada y aceptada como método de comercialización de hidrocarburos, debe ser un mecanismo transparente, replicable y auditable cuya valoración y compensación resultante sea un reflejo del mercado.

BANCOS DE CALIDAD EN EL MUNDO

Si bien este mecanismo de banco de calidad es un concepto nuevo dentro de la industria petrolera mexicana no es tan nuevo alrededor del mundo, existen distintos bancos de calidad que realizan la valoración y compensación del petróleo crudo de formas distintas, dependiendo cómo fue su definición metodológica durante su etapa de desarrollo. A continuación, se mencionan los más representativos dentro de América.

Kinder Morgan (Sur de Texas): de acuerdo con el sitio oficial de Kinder Morgan, Inc. es una de las empresas de infraestructura energética más grandes de América del Norte. La empresa se especializa en la propiedad y el control de oleoductos y gasoductos y terminales. Kinder Morgan posee una participación y opera aproximadamente 85,000 millas de tuberías y 152 terminales. La empresa Kinder Morgan es creadora de un banco de calidad cuya fórmula de compensación fue desarrollada en base a los grados °API de los crudos transportados dentro de sus distintas redes de transporte.

Nustar (Sur de Texas): según el sitio oficial de NuStar Energy es de los operadores independientes de terminales y tuberías de líquidos más grandes de Estados Unidos. La empresa cuenta actualmente con aproximadamente 10,000 millas de oleoductos y 64 terminales e instalaciones de almacenamiento que almacenan y distribuyen petróleo crudo, productos refinados, combustibles renovables, amoníaco y líquidos especiales. El sistema de transporte de NuStar tiene aproximadamente 57 millones de barriles de capacidad de almacenamiento y cuenta con operaciones en Estados Unidos y Canadá.

NuStar ha desarrollado un banco de calidad cuya fórmula de compensación ha sido desarrollada con base a los grados °API y Contenido de azufre.

Ocensa (Colombia): con referencia al sitio oficial de Ocensa es la empresa líder en transporte de petróleo crudo en Colombia, cuenta con 836 kilómetros de oleoductos en tierra y 12 kilómetros en el mar, además cuentan con diez estaciones de bombeo, una reductora de presión, una terminal marítima, y tanques para almacenar hasta cinco millones de barriles.

Ocensa, empresa líder de transporte de hidrocarburos en Colombia, ha desarrollado su banco de calidad a partir de la valoración por cortes de destilación.

CHOPS (USGC): Conforme al sitio oficial de CHOPS, por sus siglas en inglés de Cameron Highway Oil Pipeline System, es un oleoducto de 380 millas, 24 y 30 pulgadas que se extiende a lo largo de la Plataforma Continental Exterior ("OCS") del Golfo de México y entrega petróleo crudo de los principales campos de petróleo de aguas profundas a los mercados de la Costa del Golfo de Texas.

CHOPS se conecta directamente a tres refinerías del área de la ciudad de Texas, también brinda acceso a los mercados de Beaumont, Baytown, Cushing, Patoka y Houston a través de múltiples conexiones de terminales, la empresa transportadora de hidrocarburo CHOPS ha definido su banco de calidad mediante el desarrollo de una fórmula de compensación en base a los grados °API contenido de azufre y precios del mercado USGC

TAPS (Alaska): Según el sitio oficial del Sistema de Oleoductos Trans-Alaska (TAPS) es un sistema de transporte de petróleo que abarca Alaska, incluido el oleoducto de crudo trans-Alaska cuenta con 1287 kilómetros de oleoductos, 11 estaciones de bombeo y la Terminal Marina de Valdez.

El Sistema de Oleoductos Trans-Alaska (TAPS) es uno de los sistemas más grandes de todo el mundo y atraviesa todo Alaska, ha definido su banco de calidad mediante el desarrollo de una fórmula basada en la valoración de productos refinados.

De acuerdo con lo anterior, el mecanismo para valorar y compensar hidrocarburo llamado banco de calidad es una metodología que se define de distinta forma, pero con un mismo objetivo, valorar y compensar volumétrica o monetariamente de forma adecuada el petróleo crudo que ingresa a su red de transporte.

México no se ha quedado atrás en materia de valoración de hidrocarburos, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) cuenta con una metodología de valoración de crudos que se basa en fórmulas específicas por rangos API, toma en cuenta %S y los precios de los crudos ligeros, esta metodología no es considerada un banco de calidad pero es un primer acercamiento a la valoración por medio de estos mecanismos de valoración y compensación, y además de esta propuesta, existe una propuesta elaborada por PEMEX Exploración y Producción (PEP) y la consultora Wood Mckenzie, la cual se detalla a continuación.

BANCOS DE CALIDAD EN MÉXICO

Pemex Exploración y Producción (PEP) y la consultora Wood Mckenzie, empresa líder de información del mercado petrolero a nivel mundial, han desarrollado una metodología para el cálculo de compensaciones por diferencias de calidad en base a las mejores prácticas internacionales y reflejando la realidad del mercado energético mexicano.

Como se ha mencionado, los principales objetivos deseables para un banco de calidad de clase mundial es que cumpla con que sea transparente, que sea un reflejo fiel del mercado nacional e internacional y que cumpla con una justa valoración. Debido a esto, el banco

de calidad de PEP usa una valorización de los crudos en función de sus Assays, además se hace una modelación en las refinerías típicas de los mercados destino para entender los parámetros de mercado que afectan la valoración de los crudos a lo largo del tiempo. Logrando así que sea simple, operativamente, manteniendo una justa valoración y que permita la transparencia de datos para que se logre la replicabilidad de los resultados.

EFICIENCIA OPERATIVA Y PRECISIÓN DE BANCOS DE CALIDAD EN MÉXICO Y EL MUNDO

Pese a que las metodologías de “Banco de Calidad” son distintas entre sí, existen parámetros, como la eficiencia operativa y la precisión, que nos pueden indicar cuál metodología es la más confiable a la hora de valorar y compensar el petróleo crudo.

La Consultoría Wood Mckenzie en el año 2018 publicó un artículo sobre la eficiencia operativa y la precisión de distintos bancos de calidad alrededor del mundo, los resultados de dicho análisis con respecto a los bancos de calidad de América son detallados a continuación.

En la **figura 5** se observa que la empresa Kinder Morgan (sur de Texas) cuenta con una alta eficiencia operativa ya que su fórmula de compensación se basa en los grados API del crudo, sin embargo, su precisión es muy deficiente al igual que la empresa Nustar (sur de Texas), con la diferencia de que esta última emplea una fórmula de compensación en base a los grados API y en contenido en peso de azufre. Por otra parte, la empresa Ocesa de origen colombiano basa su fórmula de compensación en la valoración de cortes de destilación tiene una eficiencia operativa del 40% y una precisión del 60%. La empresa TAPS de Alaska cuya fórmula de compensación se basa en la valoración de productos refinados cuenta con una precisión de casi 100% pero con una eficiencia operativa muy por debajo de las otras empresas, ya que ésta sólo alcanza un porcentaje de menos de 15%. Finalmente, se tiene al sistema de transporte CHOPS, cuya fórmula de compensación se basa en API, contenido de azufre y precios del mercado, cuenta con una eficiencia operativa del 80% y una precisión del 75%, por lo cual, es una de las mejores

metodologías, ya que sus índices de eficiencia y precisión son mayores a las otras seis existentes en el mundo.

La metodología que emplea la SHCP para valoración de crudos se basa en rangos específicos de API y toma en cuenta el contenido de azufre y los precios de crudos ligeros y, además, tiene una eficiencia de operación bastante alta, de 80%. pero una precisión medianamente baja, del 40%, lo cual indica que se encuentra dentro de los rangos aceptables para bancos de calidad de clase mundial. Por otra parte, la metodología de PEP logra un alto nivel de precisión y eficiencia operativa ya que en la definición de la metodología toma en cuenta las variables antes mencionadas, lo cual posiciona al banco de calidad de PEP y la consultora Wood Mckenzie en una metodología con alta eficiencia operativa (más del 80%) y una alta precisión (más del 80%), colocándose como uno de los mejores bancos de calidad a nivel mundial.



Figura 5 Gráfica de comparación en una escala de precisión y eficiencia de distintos Bancos de Calidad, Wood Mckenzie (2019)

Propuesta de banco de calidad

Bajo las premisas antes mencionadas existentes dentro de la industria mexicana y con el objetivo de realizar un banco de calidad con las características para ser reconocido internacionalmente como una forma válida de comercializar el hidrocarburo mexicano se ha elaborado la presente propuesta de Banco de Calidad cuyos objetivos se describen a continuación.

OBJETIVOS

El objetivo principal es demostrar que el desarrollo de este software es una propuesta viable de comercialización de hidrocarburos por lo que se espera que cumpla con las siguientes características:

El Banco de calidad Puma desde la definición de su metodología de valoración y compensación sea **transparente y replicable** y cuyas valoraciones sean un **reflejo** fiel del **mercado nacional** y cuente con gran **precisión**, además que cuente con **eficiencia operativa** para obtener una valoración y compensación justa del petróleo crudo que viaja dentro de una red de transporte compartida.

Adicional, este banco de calidad tiene como objetivo secundario lograr mediante la metodología definida que las valoraciones y compensaciones del petróleo crudo se lleven a cabo con la mejor **precisión y simplicidad** posible tanto en su definición como en su funcionamiento por lo cual se desarrolló un software o solución informática en Excel, con una interfaz de usuario muy amigable y fácil de usar, para posicionar esta metodología dentro de los bancos de calidad de clase mundial, buscando que este Banco de Calidad sea una propuesta la valoración y compensación volumétrica o monetaria sea un reflejo fidedigno del mercado nacional.

ALCANCE DEL BANCO DE CALIDAD

El presente mecanismo de compensación y valoración llamado “Banco de Calidad Puma” es definida con datos de los crudos marcadores comerciales (Olmeca, Istmo, Maya, WTI

FOB USGC, Eagle Ford Crude FOB USGC, Bakken FOB USGC) y comprobada con una canasta de crudos de la región sur de México, por lo que se recomienda que sea usada para valorar y compensar crudos de esta región. Sin embargo, demostrando su confiabilidad y beneficios obtenidos, puede aplicarse también en la valoración y compensación de corrientes de petróleos crudos de otras regiones de México y del mundo realizando las adecuaciones pertinentes a la misma y utilizando la información de insumo correspondiente.

- **PRECISIÓN Y SIMPLICIDAD Y FORMAS DE COMPENSACIÓN DEL BANCO DE CALIDAD**

Esta metodología está diseñada para realizar las valoraciones y compensaciones con precisión y simplicidad como se describe a continuación.

La presión del mecanismo y la simplicidad del Banco de Calidad Puma son determinadas por los datos y los cálculos considerados en cada fase.

PRECISIÓN

Durante la fase de definición del Banco de Calidad Puma se determina la precisión del mecanismo a partir de los datos de entrada y de los cálculos a considerar en el proceso de compensación, realizados simultáneamente de manera interna en el software gracias a un atributo programado capaz de realizar regresiones polinomiales cúbicas en cada iteración.

Adicional, el Banco de Calidad Puma está definido mediante una serie de modelos matemáticos (de los cuales se habla más a fondo en el tema definición del mecanismo de compensación) con base en la canasta de muestra la cual contiene crudos con una gama de calidades API que van desde los 20.36 hasta los 50.54 °API y su respectivo contenido de azufre desde los 0.30 hasta 3.5 %S, relacionando estos con los precios del mes corriente de los crudos marcadores mexicanos (Olmeca, Itsmo, Maya) para el caso de los crudos de calidad igual o menor al crudo Olmeca y para crudos de mayor calidad y hasta 50.54 °API los precios corrientes de los crudos del sur de Estados Unidos (Eagle Ford,

Bakken y WTI), logrando una precisión del 99% en la valoración de los crudos participantes como se describe ampliamente en el capítulo siguiente.

SIMPLICIDAD

La simplicidad del Banco de Calidad Puma se define de acuerdo con los datos de entrada necesarios para realizar la valoración y compensación de un crudo durante la fase de implementación del cálculo periódico de la valoración y compensación, por lo que, para calcular las valoraciones y compensaciones con este mecanismo sólo se necesitan los siguientes parámetros:

- °API del crudo a valorar y compensar
- Contenido de azufre en peso del crudo a valorar y compensar
- Volumen del crudo a valorar y compensar
- Precios del mes a valorar de crudos marcadores nacionales (Olmeca, Itsmo, Maya)
- Precios del mes a valorar de crudos del sur de Estados Unidos (Eagle Ford, Bakken y WTI)

Ambas etapas del mecanismo del Banco de Calidad Puma se definieron con el objetivo de alcanzar una precisión en la definición del mecanismo de compensación y la mayor simplicidad posible para el cálculo periódico. Por lo que, la precisión del Banco de Calidad Puma está determinada durante la fase de definición del mecanismo de compensación y la simplicidad del mecanismo se define durante la etapa de implementación del cálculo periódico de la valoración y compensación.

Abordando un poco más a fondo el concepto de “compensación”, la cual es realizada para cada productor a través del Banco de Calidad Puma, es imperativo precisar que dicha compensación puede y es calculada de dos formas: compensación monetaria o compensación volumétrica.

COMPENSACIÓN MONETARIA

La compensación vía monetaria puede llevarse a cabo mediante distintas formas:

Por separado; valorando y compensando los crudos participantes de forma individual, también se puede aplicar la compensación como incremento o descuento en la tarifa de transporte. Cabe mencionar que este último modo de compensación requiere la verificación de la situación crediticia de cada uno de los participantes del sistema.

Una de las ventajas de la compensación vía monetaria es que las compensaciones se realizan en el mismo momento a todos los productores, lo cual es un punto a favor de la transparencia del proceso. Por otro lado, una de las desventajas es que el administrador del banco de calidad acarrea con un riesgo financiero generado por la volatilidad del valor del hidrocarburo.

COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA

Así como la compensación monetaria, la compensación volumétrica puede ser llevada a cabo de distintas formas:

Una forma consiste en otorgar a cada participante una fracción del volumen total de la mezcla valorada en función del valor de mercado de los crudos marcadores nacionales (Olmeca, Istmo, Maya), o bien, puede ser realizada mediante una compensación que se realiza otorgando a cada participante mayor o menor volumen de la corriente común (respecto al volumen aportado) en función del valor de mercado del producto común.

Entre las principales ventajas de esta forma de compensación es que reduce el riesgo financiero para el administrador del banco de calidad, lo cual representa una ventaja sobre la compensación vía monetaria. Por otro lado, una desventaja de la compensación volumétrica es que el administrador puede incurrir en mayor esfuerzo en la coordinación y nominación de entrega de los volúmenes a compensar.

CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DEL BANCO DE CALIDAD PUMA

La presente metodología de compensación y valoración llamada “Banco de Calidad Puma” cuenta con las siguientes características particulares

- Realiza la compensación tanto monetaria como volumétrica de los crudos de la región sur de México, dándole al usuario del software la posibilidad de elegir entre ambas formas de compensación.
- Además de brindarle al usuario la flexibilidad de uso también ofrece la posibilidad de realizar un cálculo de compensación monetaria y volumétrica de forma histórica.
- El Banco de Calidad Puma usa los promedios mensuales de los precios corrientes de crudos marcadores (Olmeca, Istmo, Maya,) obtenidos de una base de datos de la compañía Platts. Dichos promedios mensuales son insumo para la valoración de los crudos con calidad (grados °API, contenido de azufre) menor o igual al crudo mexicano Olmeca y para crudos de mejor calidad se usarán crudos del sur de los Estados Unidos de América (WTI FOB USGC, Eagle Ford Crude FOB USGC, Bakken FOB USGC). Esto con la finalidad de obtener una mayor precisión en la valoración de los crudos participantes dentro del Banco de Calidad.
- Con la finalidad de que el banco de calidad permanezca vigente y sus valoraciones sean correctas y acordes al mes que se valorará está diseñado para que se actualice automáticamente previniendo un desajuste por la volatilidad del mercado.
- La compensación volumétrica del crudo en Banco de calidad Puma es realizada mediante la entrega al operador participante del Banco de Calidad de volumen de crudos marcadores mexicanos (Olmeca, Istmo, Maya), dicho volumen entregado es valorado y equivalente respecto al volumen y calidad (grados °API, contenido de azufre) que ingrese el operador participante al banco de calidad. Dicho volumen entregado es valorado respecto al valor (precios promedio obtenidos de Platts) de los crudos marcadores (Olmeca, Istmo, Maya) en el mes corriente, por lo que, el volumen entregado al operador puede ser menor o mayor al ingresado al Banco de Calidad Puma.
- La compensación monetaria del Banco de Calidad Puma se realiza con base a la calidad (grados °API, contenido de azufre), volumen del crudo que ingresa el operador al banco de calidad y precios del mercado del mes corriente cumpliendo así con el requisito de simplicidad que requiere un banco de calidad de clase mundial.

Para fines de la presente tesis se define como “Red de transporte de petróleo crudo” como un sistema de transporte que es alimentado por dos o más pozos petroleros, para la caracterización apropiada del comportamiento de la red de transporte se tomarán en cuenta las siguientes premisas:

- Las calidades de los crudos de cada uno de los pozos que aportan normalmente son distintas entre sí.
- La calidad del producto final corresponde a la obtenida a partir de la mezcla de productos.
- El volumen resultante a la salida del sistema es equivalente a la suma de los volúmenes de cada uno de los campos participantes del mismo, siempre y cuando asumiendo que no existen pérdidas.

Desarrollo e implementación del banco de calidad

El presente Banco de Calidad Puma se desarrolla en tres fases, la primera fase consiste en la generación y definición del mecanismo de valoración y compensación del Banco de Calidad Puma, la segunda fase se lleva a cabo la programación del mecanismo, y en la fase 3 se realiza la validación de resultados, donde se validan las características y funcionamiento del software; a continuación, se describen las fases.

Fase 1. Generación y definición del mecanismo de valoración y compensación del Banco de Calidad Puma

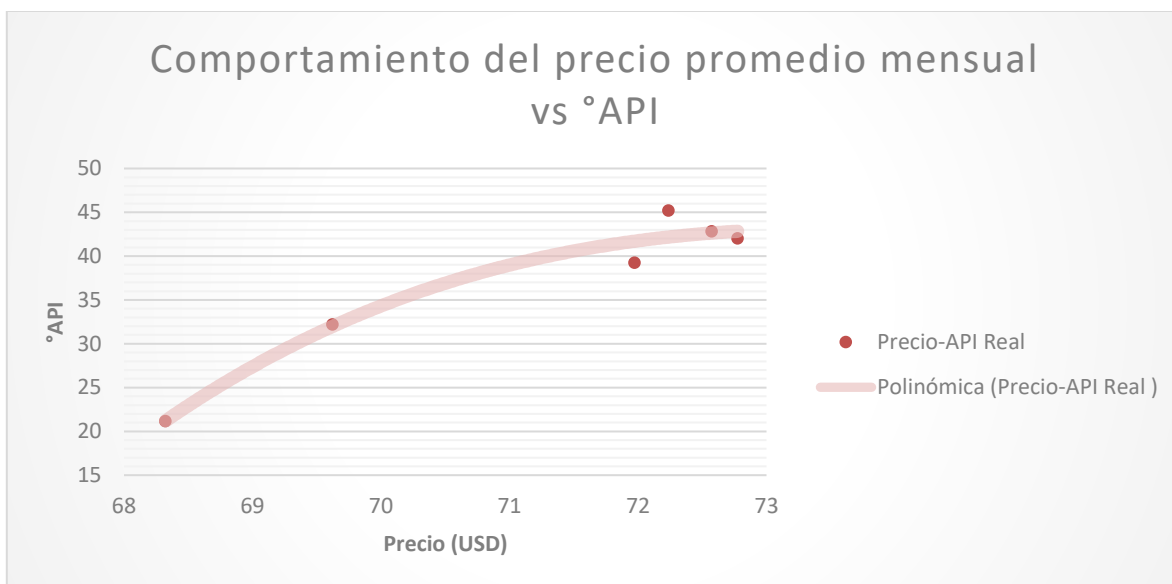
GENERACIÓN

En la primera fase, llamada generación y definición del mecanismo de valoración y compensación mediante el manejo de datos de Excel se generaron dos polinomios de tercer grado usando métodos numéricos

1. Calidad API vs Precio
2. Contenido %S vs Precio

Comportamiento del precio promedio mensual de los crudos marcadores nacionales e internacionales con respecto a la calidad °API

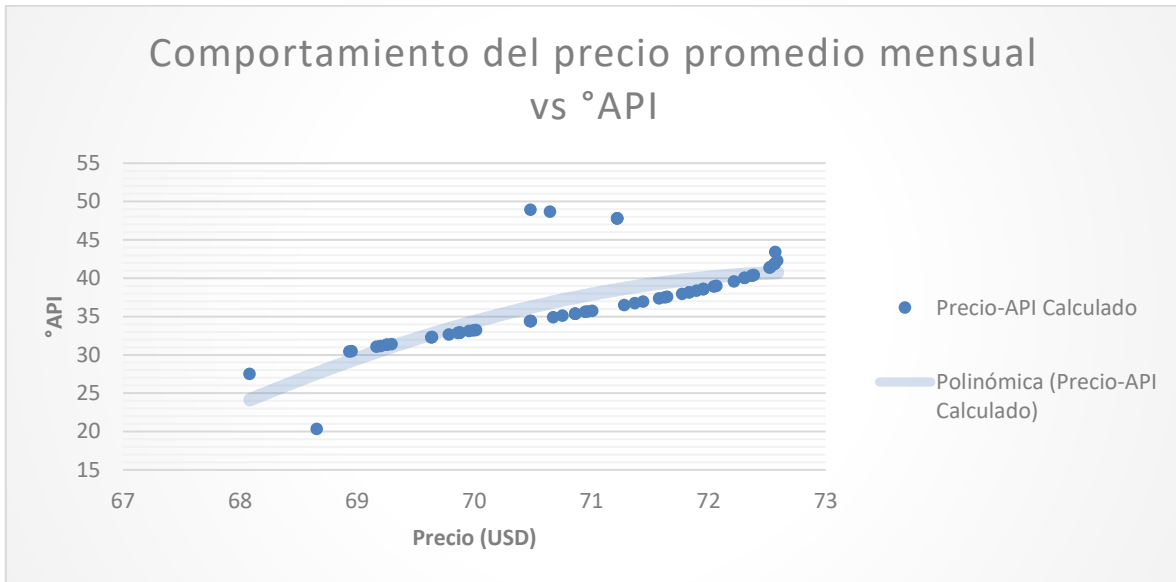
Durante la definición del modelo matemático que permite calcular la valoración y compensación monetaria y volumétrica del crudo que ingresa al Banco de Calidad Puma se realizó una serie de modelos matemáticos donde se analiza el comportamiento del precio promedio mensual de los crudos marcadores nacionales e internacionales con respecto a la calidad °API.



Gráfica 1 Comportamiento real del precio promedio mensual graficado contra calidad °API

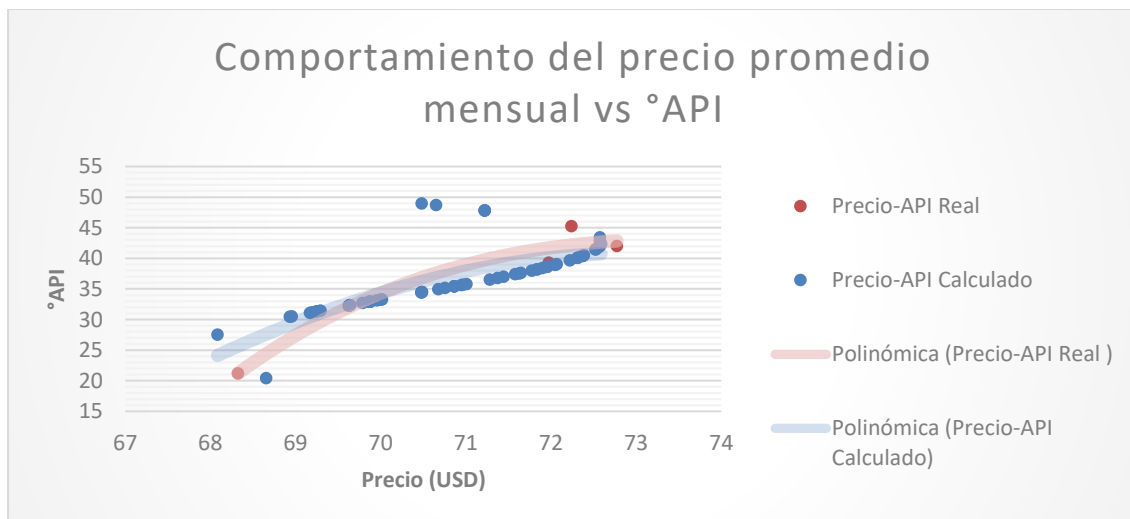
Cómo se observa en la **gráfica 1**, el precio promedio mensual de los crudos marcadores muestra un comportamiento curvilíneo ascendente al relacionarlo con la calidad en grados °API de dichos crudos, este comportamiento permite la selección de un método numérico para el tratamiento y análisis de datos, en este caso se seleccionó el método regresión polinomial para el análisis y tratamiento de datos, mediante el cual se obtuvo un modelo matemático polinomial de 3er grado que nos permite conocer el precio promedio mensual de un crudo en función de su calidad °API.

Al evaluar el modelo matemático polinomial de 3er grado en campos de la región sur de México y graficar los datos, se obtuvo como resultado la gráfica que se muestra en la **gráfica 2**.



Gráfica 2 Comportamiento del precio promedio mensual calculado graficado contra calidad °API

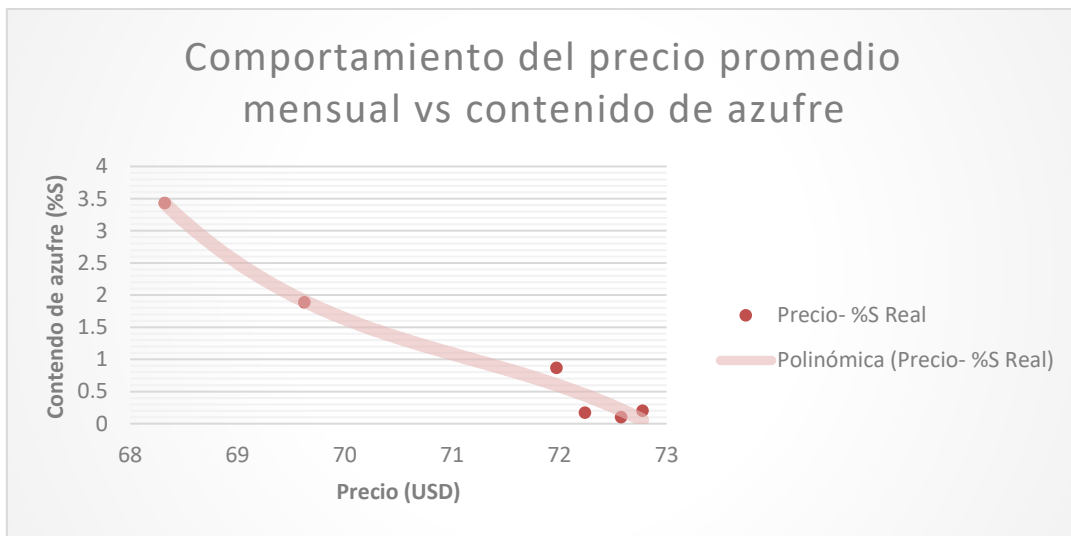
Al comparar los datos reales contra los calculados mediante sus gráficas se observa que los resultados calculados por el polinomio de 3er grado producto de la regresión polinomial y los datos reales del precio promedio mensual contra la calidad en °API tienen una tendencia de comportamiento muy similar como se muestra en la **gráfica 3**.



Gráfica 3 Comportamiento del precio promedio mensual real vs el calculado graficado contra la calidad °API

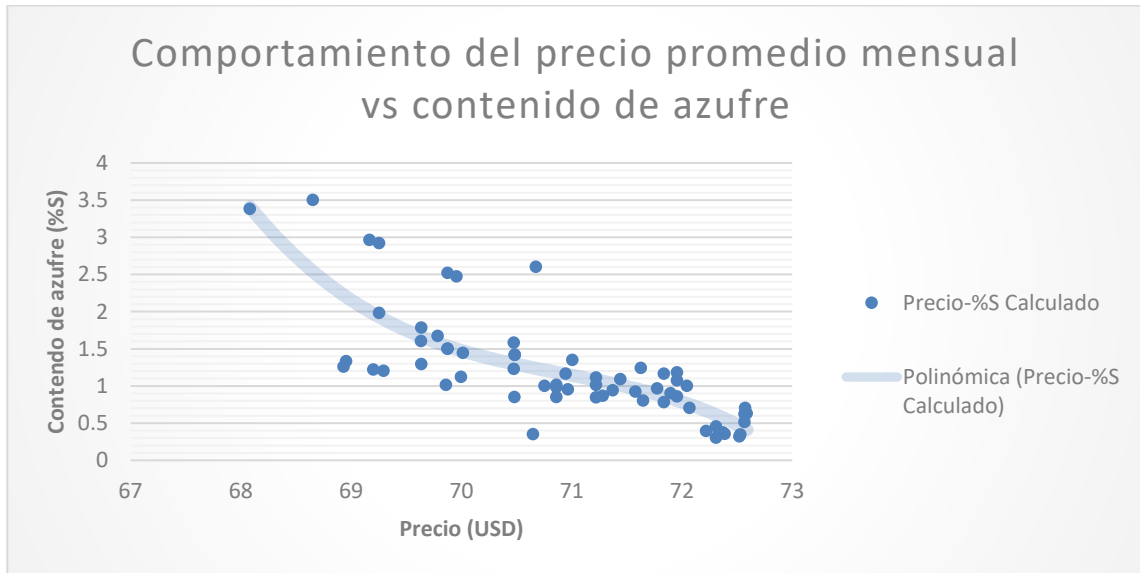
Comportamiento del precio promedio mensual de los crudos marcadores nacionales e internacionales con respecto a la calidad en contenido de azufre (%S)

Por otro lado, se realiza el mismo tratamiento y análisis de datos para observar el comportamiento del precio promedio mensual de los crudos marcadores nacionales e internacionales con respecto al contenido de azufre.



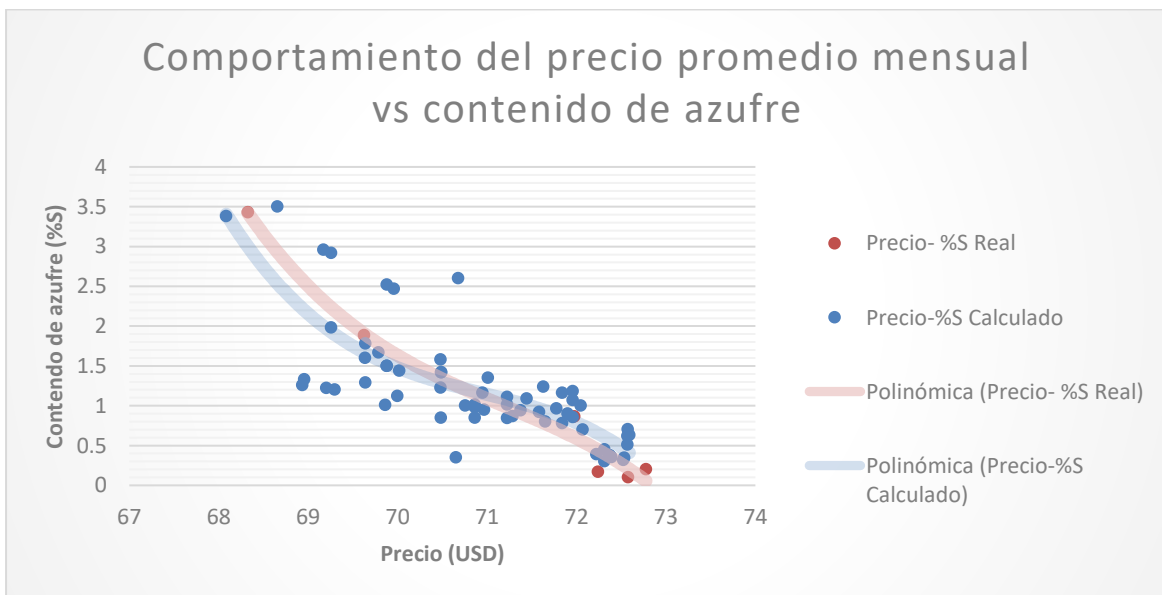
Gráfica 4 Comportamiento del precio promedio real graficado contra el contenido de azufre

Como se muestra en la **gráfica 4**, el precio promedio mensual de los crudos marcadores muestra un comportamiento curvilíneo descendente e inverso al contenido de azufre, entre más azufre contiene el crudo menor es el precio, este comportamiento permitió que se realizará una regresión polinomial, mediante la cual se obtuvo un polinomio de 3^{er} grado el cual fue evaluado en campos de la región sur, obteniendo como resultado la **gráfica 5**



Gráfica 5 Comportamiento del precio promedio calculado graficado contra el contenido de azufre

Al comparar los datos reales contra los calculados mediante sus gráficas se observa que los resultados obtenidos por el polinomio de 3er grado producto de la regresión polinomial y los datos reales del precio promedio mensual contra el contenido de azufre tienen una tendencia de comportamiento muy similar como se muestra en la **gráfica 6**



Gráfica 6 Comportamiento del precio promedio mensual real vs el calculado graficado contra la calidad en contenido de azufre

Dado que los resultados obtenidos por los polinomios de tercer grado generados a partir del análisis de los datos de los precios mensuales promedios de los crudos marcadores nacionales e internacionales relacionándolos con su calidad °API y contenido de azufre respectivamente arrojan resultados realistas para la valoración de un crudo perteneciente a la región sur, se realiza el diseño de un modelo matemático en función de la calidad °API y el contenido de azufre con la finalidad de obtener resultados con un mejor ajuste a los precios reales.

DEFINICIÓN

Posteriormente, en la etapa de definición se desarrolló de 3 modelos matemáticos; modelo matemático para el cálculo del precio unitario, modelo matemático para el cálculo de la compensación monetaria y Modelo matemático para el cálculo de la compensación volumétrica.

1. Modelos matemáticos para el cálculo del precio unitario

Los modelos matemáticos para la obtención de la compensación monetaria de un crudo son la piedra angular del presente Banco de Calidad Puma, ya que, de dichos modelos matemáticos se obtiene la compensación volumétrica para el volumen del crudo a valorar, equivalente a cada crudo marcador (Olmeca, Istmo, Maya).

La definición de los modelos matemáticos permite calcular el precio del crudo a partir de su calidad API y contenido de azufre. El primer modelo matemático que se define en la presente tesis brinda un precio unitario que es definido como el precio en dólares por barril de petróleo crudo a valorar y compensar que puede ser perteneciente a un campo en específico o una mezcla de crudos, este precio es calculado mediante una correlación polinómica que relaciona a los precios de los crudos marcadores nacionales e internacionales¹ (Maya, Istmo, Olmeca, WTI, Bakken, Eagle Ford), calidad (grados °API, contenido de azufre) de los crudos marcadores nacionales e internacionales con la calidad

¹ Dado que algunos crudos tienen calidades superiores a la del crudo Olmeca fue necesario utilizar crudos internacionales pertenecientes a la región sur de USA para obtener un ajuste polinomial más realista y acorde a la valoración actual del hidrocarburo.

(grados °API, contenido de azufre) del crudo a calcular el precio, cabe mencionar que aunque la estructura de la fórmula matemática que nos permite conocer el precio del petróleo crudo es la misma, los coeficientes de esta expresión se actualizan mes con mes automáticamente previniendo así una imprecisión en el cálculo periódico de los precios calculados.

$$Precio_{unitario} = \frac{(A_{API}X_{API}^3 + B_{API}X_{API}^2 + C_{API}X_{API} + D_{API}) + (A_{\%S}X_{\%S}^3 + B_{\%S}X_{\%S}^2 + C_{\%S}X_{\%S} + D_{\%S})}{2} \text{ (USD/Bls)}$$

Donde:

$Precio_{unitario}$: Precio unitario del crudo a valorar cuyas unidades son dólares americanos por barril

$A_{API}, B_{API}, C_{API}, D_{API}$: Son los coeficientes mensuales de los precios relacionados con su calidad API de los crudos de referencia

$A_{\%S}, B_{\%S}, C_{\%S}, D_{\%S}$: Son los coeficientes mensuales de los precios relacionados con su contenido de azufre en % peso de los crudos de referencia

X_{API} : Es el valor API del crudo a valorar

$X_{\%S}$: Es el valor del contenido de azufre del crudo a valorar

Nota: Las unidades del precio de referencia son dólares americanos por barril.

Este precio unitario brindará el precio en dólares americanos por barril del crudo que ingresa al Banco de Calidad Puma.

2. Modelos matemáticos para la obtención de la compensación monetaria

Una vez obtenido el Precio unitario del crudo a valorar es necesario establecer un modelo matemático para realizar la compensación monetaria del crudo a valorar dentro del Banco de Calidad Puma, la compensación monetaria es definida en función del precio unitario, el volumen y un factor de corrección la cual se expresa a continuación.

$$Compensación_{monetaria} = Precio_{unitario} * Volumen * FC \text{ (USD)}$$

Donde:

$Compensación_{monetaria}$: Es la compensación monetaria del crudo ingresado al banco de calidad a valorar, sus unidades son dólares americanos

$Precio_{unitario}$: Precio unitario del crudo a valorar cuyas unidades son dólares americanos por barril

Volumen: es el volumen del crudo a valorar que ingresa al banco de calidad

FC: Es un factor de corrección por ajuste polinomial equivalente a 0.999 (Adimensional)

El modelo matemático de la compensación monetaria brinda como resultado el valor en dólares americanos del volumen total del crudo que ingresa al Banco de Calidad Puma.

Ambos modelos matemáticos dan la pauta para calcular la compensación volumétrica del crudo a valorar.

3. Modelo matemático para la obtención de la compensación volumétrica

Posterior a la obtención de la compensación monetaria, es necesario definir un modelo matemático que nos permite conocer el volumen de compensación del petróleo crudo que ingresa al Banco de Calidad Puma, por lo que se define un modelo matemático que nos brinda la compensación volumétrica del crudo que ingresa al banco de calidad la cual está en función del precio de compensación y el precio promedio mensual del crudo de marcador (Maya, Istmo, Olmeca) dicho modelo matemático se expresa a continuación.

$$\text{Compensación}_{\text{volumetrica}} = \frac{\text{Compensación}_{\text{monetaria}}}{\text{Precio promedio mensual del crudo marcador}} \quad (BLS)$$

Donde:

Compensación_{volumetrica}: Es la compensación en volumen de crudo marcador (Maya, Istmo, Olmeca) correspondiente al volumen y calidad (Grados °API y contenido de azufre) del crudo ingresado al banco de calidad, sus unidades son barriles.

Compensación_{monetaria}: Es la compensación monetaria del crudo ingresado al banco de calidad a valorar, sus unidades son dolares americanos.

Precio promedio mensual del crudo marcador: Es el precio promedio mensual del crudo marcador nacional (Olmeca, istmo, Maya)

Cabe mencionar que, si bien, la compensación volumétrica solo se realiza con crudos marcadores nacionales (Olmeca, Istmo, Maya) al ser estos producidos en territorio nacional.

En resumen, la Etapa I. Generación y definición del mecanismo de valoración y compensación se generan los polinomios mediante una regresión polinomial de tercer grado y se les da un tratamiento matemático para determinar una serie de modelos matemáticos que definen el mecanismo de compensación, en primera instancia nos brindan la valoración y la compensación monetaria del crudo participante en el Banco de

Calidad Puma y en segunda instancia se calcula la compensación volumétrica correspondiente.

Fase 2. Programación del mecanismo

En la fase 2 se realizó la programación del mecanismo la cuál fue realizada en VBA de Excel dado que por un lado ofrece total portabilidad al poder ser ejecutado en un archivo Excel e independencia al no depender de otros softwares para su funcionamiento adicionalmente sus requerimientos de uso son básicos por lo que puede ser ejecutado en cualquier computadora que cuente con la paquetería office instalada.

El programa consta de 372 líneas de Código que incluyen lo siguiente:

La programación de los modelos matemáticos totalmente dinámicos, los cuales por una parte son alimentados por los datos ingresados por el usuario y por otra parte realiza un método numérico que permite obtener los coeficientes del polinomio acorde al mes seleccionado por el usuario en el que se está realizando la valoración y compensación monetaria y volumétrica.

Un panel de opciones donde el usuario podrá interactuar con el software para realizar las siguientes acciones; Calcular, opción que le permitirá visualizar los resultados de la valoración y compensación volumétrica y monetaria, exportar a Excel, lo que le permitirá generar un reporte ejecutivo con una gráfica de barras comparando distintas valoraciones volumétricas, limpiar datos, lo que le permitirá realizar otra corrida en el software y finalmente la opción salir, lo que le permitirá cerrar el software de forma correcta.

Adicionalmente, cabe destacar que está diseñado con dos modalidades de funcionamiento; modalidad manual la cual permite al usuario ingresar manualmente los datos del crudo a valorar y modalidad automática, la cual permite al usuario elegir entre los 72 crudos precargados correspondientes a campos de la región sur de México.

Por otra parte, ofrece una interfaz de usuario amigable de uso intuitivo, lo cual permite ser usada por cualquier persona con conocimientos básicos de computación.

Nota: Actualización periódica

Cabe señalar que, los coeficientes de dicho modelo matemático son dinámicos y dependen del mes en el que se realiza el cálculo por lo que se requiere una actualización mensual de los precios promedios mensuales de los crudos (Olmeca, Istmo, Maya, WTI FOB USGC, Eagle Ford Crude FOB USGC, Bakken FOB USG), para fines ilustrativos de la presente tesis solo se cuentan con datos correspondientes al año 2021.

Validación de resultados

En esta siguiente etapa se validará el funcionamiento de la solución informática en sus modalidades manual y automática, así como se revisarán las características de diseño y operación que ofrece la solución informática por medio su la interfaz de usuario.

Para mayor referencia del uso de la solución informática, “Banco de calidad Puma” es necesario consultar el manual de usuario descrito en el primer anexo, capítulo 5.

A continuación, se revisa el funcionamiento del software del Banco de Calidad Puma en su modalidad manual y automática con tres casos prácticos donde para demostrar su aplicación para calidades de crudo pesada 8 °API hasta crudos ligeros con calidades superiores a los 40 °API y el cumplimiento de los objetivos planteados en el presente capítulo se recabarán los resultados de las corridas en una tabla comparativa con la finalidad de realizar un análisis de error porcentual entre los datos reales versus los datos calculados.

Para mayor información, se sugiere ir al apartado de generalidades del tercer capítulo para conocer los detalles de las especificaciones del software.

MODALIDAD AUTOMÁTICA

Datos reales

Crudo: Olmeca

Calidad en °API: 39.23 °API

Contenido de azufre: 0.866 %S

Precio para el mes de julio: 71.97 USD/bl

Datos Calculados por el banco de calidad

A continuación, en la **figura 6** se muestran los resultados arrojados por el Banco de Calidad Puma para el crudo Olmeca para el mes seleccionado.

SISTEMA DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA Y MONETARIA

BANCO DE CALIDAD PUMA - SISTEMA DE VALORACIÓN Y COMPENSACIÓN

RESULTADOS

Automática

Elija Mes
Julio

Elije Crudo
Olmeca

Manual

Ingrese los grados API de la mezcla
39.23 °API

Ingrese contenido de azufre de la mezcla
0.87 % S

Ingrese el volumen de la mezcla
10000 BLS

Valoración

Precio unitario 71.98 USD/BL

Compensación monetaria

Total a pagar 720,517.27 USD

Compensación volumétrica

Compensación Volumétrica en Olmeca 10,000.755 BLS

Compensación Volumétrica en Itzmo 10,350.725 BLS

Compensación Volumétrica en Maya 10,545.453 BLS

Seleccione una opción

Calcular Exportar a Excel Limpiar Datos Salir

Figura 6 Resultados de la valoración y compensación del crudo Olmeca con los datos ingresados de forma automática al Banco de Calidad.

En la **figura 6**, se observa que los datos calculados por la solución informática vs los datos reales son los siguientes:

Precio Real: 71.97 USD
Precio Calculado: 71.98 USD
Error porcentual: 0.01%
Volumen Real (Ingresado): 10000 Bls
Volumen Calculado: 10000.755 Bls
Error porcentual: 0.007%

Estos tienen un margen de diferencia del 0.01% en el caso del resultado del precio unitario calculado del 0.007% para la compensación volumétrica del crudo Olmeca.

Así también se muestran los resultados en un **informe ejecutivo de valoración y compensación** del Banco de Calidad Puma **figura 7**.

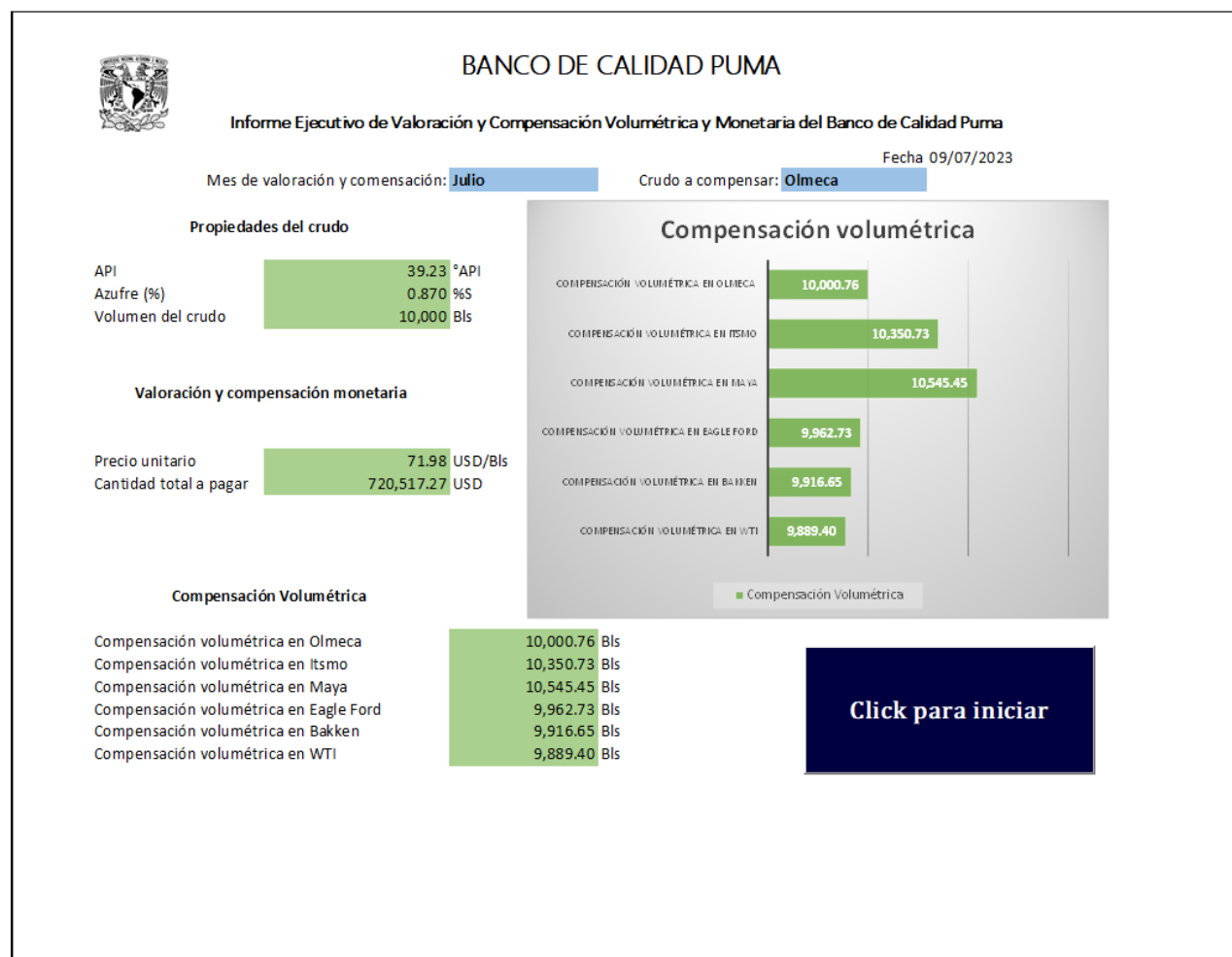


Figura 7 Informe final de la valoración y compensación del crudo Olmeca, modalidad automática.

En la figura 7 se observa el informe ejecutivo cuenta con los datos generales del crudo a valorar y compensar, como lo son sus propiedades, los resultados de la valoración y compensación económica y monetaria, e incluye una gráfica de comparaciones volumétricas para distintos crudos, incluyendo el Olmeca donde se observan los resultados de la valoración volumétrica obtenidos por el Banco de Calidad Puma correspondientes al crudo a valorar compensado en distintos crudos.

Modalidad automática

Crudo	Precio Real*	Precio Calculado	Error	Volumen Real (Bls) (Ingresado)	Volumen Calculado (Bls)	Error
Olmecca	71.97	71.98	0.01%	10000	10000.755	0.007%
Istmo	69.62	69.54	0.11%	10000	10000.319	0.003%
Maya	68.32	68.26	0.08%	10000	10000.100	0.001%

MODALIDAD MANUAL

Datos reales

Crudo: Olmecca

Calidad en °API: 39.23 °API

Contenido de azufre: 0.866 %S

Precio para el mes de julio: 71.97 USD/bl

Datos Calculados por el banco de calidad

En la **figura 8** se muestran los resultados arrojados por el Banco de Calidad Puma para el crudo Olmecca para el mes seleccionado.



Figura 8 Mostrando los resultados de la valoración y compensación del crudo Olmeca con los datos ingresados de forma manual al Banco de Calidad.

Se observa que los datos calculados por la solución informática vs los datos reales son los siguientes:

Precio Real: 71.97 USD
 Precio Calculado: 71.98 USD
 Error porcentual: 0.01%
 Volumen Real (Ingresado): 10000 Bls
 Volumen Calculado: 10000.755 Bls
 Error porcentual: 0.007%

Tienen un margen de diferencia del 0.01% en el caso del resultado del precio unitario calculado del 0.007% para la compensación volumétrica del crudo Olmeca.

Así también se muestran los resultados en un informe ejecutivo de valoración y compensación del Banco de Calidad Puma en la **figura 9**.

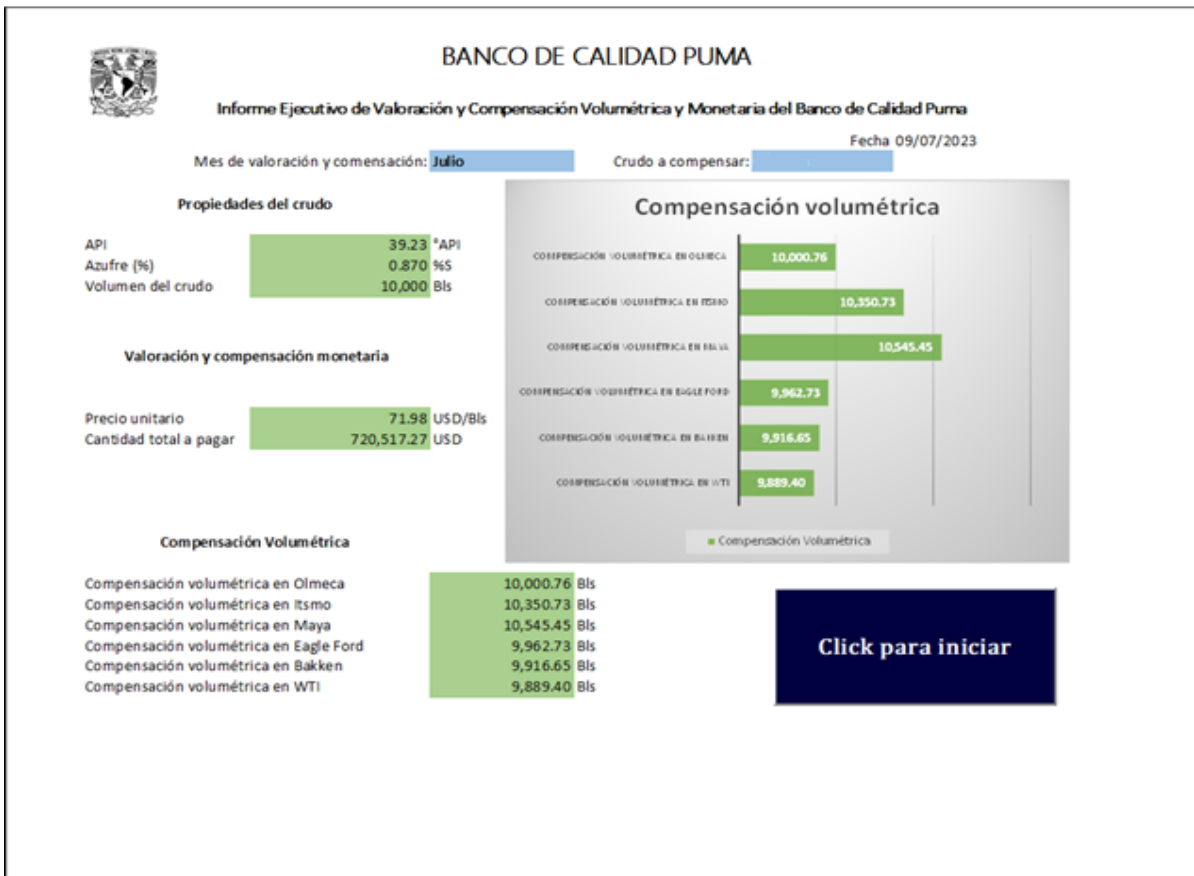


Figura 9 Informe final de la valoración y compensación del crudo Olmeca, modalidad manual.

Este informe ejecutivo cuenta con los datos generales del crudo a valorar y compensar, como lo son sus propiedades, los resultados de la valoración y compensación económica y monetaria, e incluye una gráfica de comparaciones volumétricas para distintos crudos, incluyendo el Olmeca donde se observan los resultados de la valoración volumétrica obtenidos por el Banco de Calidad Puma correspondientes al crudo a valorar compensado en distintos crudos.

Modalidad Manual

Crudo	Calidad °API	Contenido %S	Precio Real*	Precio Calculado	Error	Volumen Real (Bls) (Ingresado)	Volumen Calculado (Bls)	Error
Olmecca			71.97	71.98	0.01 %	10000	10000.755	0.007 %
Istmo			69.62	69.54	0.11 %	10000	10000.319	0.003 %
Maya			68.32	68.26	0.08 %	10000	10000.100	0.001 %

Análisis de resultados

En el apartado anterior se describe ampliamente el funcionamiento del software del Banco de Calidad Puma demostrando sus características de diseño y operación, en este apartado se comprueba la precisión de los cálculos y resultados de las valoraciones y compensaciones realizadas por este, esto con la finalidad de demostrar lo siguiente:

- El Banco de Calidad Puma cuenta con alta precisión en las valoraciones y compensaciones calculadas.
- El Banco de Calidad Puma arroja resultados realistas y acordes al mercado nacional.
- Los resultados de valoración y compensación producto de los modelos matemáticos definidos durante la Etapa I son replicables y comprobables.

Como se menciona a lo largo de este apartado se evalúa si el Banco de Calidad Puma cumple con las características de precisión en la definición de su metodología, lo cual comprueba si los resultados de sus valoraciones y compensaciones son realistas y a su vez, un reflejo del mercado nacional lo que valida a esta metodología como una forma confiable para la valoración y compensación del crudo mexicano proveniente de la región sur, para lo cual se analiza el comportamiento de las variables utilizadas en la definición del mecanismo de compensación.

Finalmente, con el objetivo de demostrar que esta metodología de valoración y compensación cuenta con alta precisión en las valoraciones y compensaciones calculadas y arroja resultados realistas y acordes al mercado nacional.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de las corridas realizadas en la sección validación de resultados.

Análisis de error porcentual

Modalidad automática

Crudo	Precio Real*	Precio Calculado	Error	Volumen Real (Bls) (Ingresado)	Volumen Calculado (Bls)	Error
Olmecca	71.97	71.98	0.01%	10000	10000.755	0.007%
Istmo	69.62	69.54	0.11%	10000	10000.319	0.003%
Maya	68.32	68.26	0.08%	10000	10000.100	0.001%

Modalidad Manual

Crudo	Precio Real*	Precio Calculado	Error	Volumen Real (Bls) (Ingresado)	Volumen Calculado (Bls)	Error
Olmecca	71.97	71.98	0.01%	10000	10000.755	0.007%
Istmo	69.62	69.54	0.11%	10000	10000.319	0.003%
Maya	68.32	68.26	0.08%	10000	10000.100	0.001%

Se observa que los datos calculados por la solución informática vs los datos reales tienen un margen de diferencia de menos del 1% en el caso del resultado del precio unitario calculado y menos del 0.004% para la compensación volumétrica del crudo por lo que se comprueba lo siguiente:

- La metodología de valoración y compensación en la que está definido el Banco de Calidad Puma cuenta con alta precisión en las valoraciones y compensaciones calculadas.
- Esta metodología de valoraciones y compensaciones arroja resultados realistas y acordes al mercado nacional.
- Estos resultados de valoración y compensación producto de los modelos matemáticos definidos durante la Etapa I son replicables y comprobables.

A lo largo de este capítulo se ha discutido ampliamente el concepto de Banco de Calidad el cual, como ya se ha mencionado es una forma innovadora de valoración y compensación de hidrocarburo el cual tiene como objetivo fortalecer la industria petrolera mexicana, esta modalidad de comercialización de hidrocarburo cuenta con las características que lo distinguen como una opción válida como una forma de valorar y compensar petróleo crudo en distintas partes del mundo, tal es el caso que dentro de este capítulo también se describieron ampliamente algunos Bancos de Calidad implementados en América y México así como se describió a grandes rasgos su metodología y el porcentaje de eficiencia operativa y precisión que ofrece cada uno de ellos, finalmente, después de conocer las características y los principales Bancos de Calidad en América se realizó una propuesta de un banco de calidad al que nombramos Banco de Calidad Puma para crudos de la región sur de México con dos objetivos, el primero es el de elaborar un mecanismo de valoración y compensación de clase mundial, cuya definición y metodología de valoración y compensación sea transparente y replicable, cuyas valoraciones sean un reflejo del mercado nacional y cuente con gran precisión y eficiencia operativa para obtener una valoración y compensación justa del petróleo crudo que viaja dentro de una red de

transporte compartida y el segundo objetivo de este Banco de Calidad Puma es lograr mediante la metodología definida que las valoraciones y compensaciones del petróleo crudo se lleven a cabo con la mejor precisión y simplicidad posible tanto en su definición como en su funcionamiento por lo cual se desarrolla dentro del entorno del software en Excel en el lenguaje de programación VBA (Visual Basic for Applications) el cual mediante su herramienta useform nos brinda un software portable, con una interfaz de usuario flexible a distintas modalidades de uso, amigable y fácil de usar, de esta forma se busca posicionar esta metodología dentro de los Bancos de Calidad de clase mundial, buscando que la valoración y compensación volumétrica o monetaria sea un reflejo del mercado nacional.

Capítulo 4

Conclusiones

Capítulo 4 Conclusiones

Con el objetivo de demostrar una nueva alternativa de valorar y compensar volumétrica y monetariamente el hidrocarburo mexicano durante el desarrollo del presente trabajo de investigación se analizó y desarrolló una solución informática basada en la metodología Banco de Calidad, la cual se demostró es un mecanismo de valoración y compensación volumétrica y monetaria de petróleos crudos que cuenta con las características indispensables para ser contemplado como una opción de comercialización de petróleo crudo producido por operadores privados que no cuenten una red de transporte propia.

En los dos primeros capítulos se examinó ampliamente el panorama anterior y actual del comercio de hidrocarburos en México a raíz de la Reforma Energética y se describió cuál es el impacto que tiene en la cadena de valor de la industria mexicana con la entrada de nuevos operadores petroleros

En el tercer capítulo se describió ampliamente el concepto “Bancos de Calidad” así como algunos ejemplos de bancos de calidad que existen alrededor del mundo y las características deseables de estos con validez en el comercio de hidrocarburos internacional, dando pie a la solución tecnológica propuesta y desarrollada denominada Banco de Calidad Puma, la cual consta de dos fases, en la primera fase se definió el mecanismo de valoración y compensación mediante modelos matemáticos realizados con regresiones polinómicas y la segunda fase se llevan a cabo los cálculos periódicos de las compensaciones del hidrocarburo participante, el Banco de Calidad Puma cuenta con las siguientes características:

Portabilidad: Puede ser ejecutado en cualquier computadora desde la aplicación Excel.

Diseño flexible: Realiza la compensación tanto monetaria como volumétrica de los crudos de la región sur de México, brindándole al usuario datos de ambas formas de compensación.

Eficiencia Operativa: Ofrece la posibilidad de realizar valoraciones manuales o automáticas con los 74 campos precargados de la región sur de México.

Precisión: La precisión del Banco de Calidad Puma está definida en la fase 1 “Definición del mecanismo de valoración y compensación” ya que los coeficientes de las regresiones polinómicas se actualizan mes con mes previniendo una imprecisión en el cálculo, además de usar los promedios mensuales de los precios corrientes de crudos marcadores nacionales (Olmeca, Istmo, Maya) obtenidos de Platts.

Simplicidad de operación: Sólo es necesario conocer API, %S y el volumen para usar el Banco de Calidad Puma.

Valoraciones correctas y acordes al mercado: El Banco de Calidad Puma está diseñado para ser actualizado con los precios corrientes mensuales de los crudos marcadores nacionales e internacionales previniendo un desajuste por la volatilidad del mercado.

Compensación volumétrica: otorga a cada participante una fracción del volumen total de la mezcla valorada en función del valor de mercado de los crudos marcadores nacionales (Olmeca, Istmo, Maya).

Compensación monetaria: otorga a cada participante una compensación económica en función de la calidad y el volumen del crudo, también se puede aplicar la compensación como incremento o descuento en la tarifa de transporte.

Resultados replicables y comprobables (GPV): el Banco de Calidad Puma cuenta con una herramienta matemática que le permite aproximar hasta 99% el valor bruto en refinería (GPV) variable utilizada en Pemex para calcular el valor al hidrocarburo lo cual le permite comparar valoraciones entre metodologías.

Informe ejecutivo: genera automáticamente un informe ejecutivo que incluye una tabla de comparación de compensación volumétrica en distintos crudos marcadores.

Características que lo posicionan como un software único y de gran funcionalidad para la comercialización del hidrocarburo producido en la región sur de México.

En el cuarto capítulo se mostró la simplicidad y eficiencia operativa de las modalidades manual y automática del Banco de Calidad Puma a través de 6 casos de estudio con campos de las siguientes características; crudo con baja calidad en °API y alto contenido de azufre, crudo con mediana calidad en °API y mediano contenido de azufre y finalmente crudo con alta calidad en °API y bajo contenido de azufre

Finalmente, se desarrolló el análisis de resultados del mecanismo de compensación, en primera instancia se analizaron los modelos matemáticos que definen el mecanismo de valoración y compensación mediante la comparación de los precios promedios mensuales de los crudos marcadores versus su calidad en °API y su contenido de azufre, posteriormente, para demostrar la correcta valoración y compensación realizada por el Banco de Calidad Puma se analizaron los datos reales de calidad y precio para los crudos Olmeca, Istmo y Maya obtenidos desde Platts y se compararon con los datos calculados del Banco de calidad obteniendo resultados con menos del 1% de error lo que comprueba la precisión de los resultados arrojados por el mecanismo de valoración y compensación.

Con base en lo anterior se concluye que, este mecanismo de valoración y compensación llamado Banco de Calidad Puma cumple con las características de transparencia al ser un mecanismo claro para todas las partes involucradas, así también al ser un mecanismo cuyos cálculos se pueden obtener fácilmente cumple con las características de replicabilidad y auditabilidad por terceros, además dado que el mecanismo solo involucra 3 variables (Precios promedio mensuales de los crudos marcadores, calidad en grados °API y contenido de azufre) y sus resultados tienen menos del 1% de error respecto a las valoraciones actuales por lo que cumple con las características de Precisión y simplicidad y al involucrar precios promedio mensuales de los crudos marcadores nacionales es también un reflejo del mercado lo cual nos brinda a su vez una valoración y compensación justa para todos los participantes del Banco de Calidad, por lo que en conclusión el mecanismo diseñado en la presente tesis es un Banco de calidad funcional para la valoración y compensación monetaria y volumétrica del crudo mexicano producido en la región sur de México.

Capítulo 5

Anexos

Capítulo 5 Anexos

Manual de usuario

En este apartado se describe el funcionamiento del software del Banco de Calidad Puma, así como los insumos de información necesarios para que se lleve a cabo el cálculo periódico de las compensaciones con la finalidad de obtener una valoración y compensación transparente y acorde al mercado.

MODALIDAD MANUAL Y AUTOMÁTICA

El usuario puede utilizar la solución informática de dos modalidades distintas, modalidad manual o automática. En la modalidad manual el usuario debe de ingresar el valor de calidad en grados °API, el contenido de azufre y el volumen del crudo a compensar de forma manual, o de la forma automática donde el usuario puede elegir alguno de los 74 campos que se encuentran precargados en el software, al elegir el mes para el cual se realizará la compensación y el campo, automáticamente el software cargará la calidad en grados °API, el contenido de azufre del crudo en cuestión para que manualmente el usuario ingrese el volumen del crudo que se compensará.

INSUMOS PARA EL CÁLCULO DE LAS VALORACIONES Y COMPENSACIONES

Para realizar el cálculo periódico de las compensaciones es necesario contar con siguiente información básica del crudo que ingresa al Banco de Calidad Puma

- Calidad en grados °API del crudo a compensar
- Contenido de azufre (%S) del crudo a compensar
- Volumen del crudo a compensar

Una vez recabada esta información el usuario debe asegurarse que el administrador del Banco de Calidad Puma haya precargado los precios de los crudos marcadores correspondientes al mes en el que se está realizando la valoración y compensación.

DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE PARA LLEVAR A CABO EL CÁLCULO DEL VALOR Y COMPENSACIÓN

Como ya se mencionó, para el correcto funcionamiento del mecanismo de compensaciones es necesario contar con una serie de datos que podemos dividir en dos tipos, datos elementales del crudo a valorar y datos del crudo de referencia:

Datos del crudo

- Calidad API
- Contenido de azufre
- Volumen

Datos del crudo de referencia

- Precios promedios mensuales de los crudos de referencia (Olmeca, Istmo, Maya, WTI, Bakken, Eagle Ford) en el mes para el cual se realizará la compensación.

Estos datos son de vital importancia para el funcionamiento del mecanismo de compensaciones ya que sin alguno de estos datos no es posible realizar la valoración y posterior compensación del hidrocarburo en cuestión.

A continuación, se definen las instrucciones necesarias para que el mecanismo de compensación realice los cálculos en la modalidad manual y automática que nos permiten realizar la valoración y compensación volumétrica o monetaria.

Instrucciones para la modalidad automática

Datos de entrada

Mes: Enero

Campo: Tintal

Calidad: 20.36 °API y 3.50 % de azufre

Volumen: 10,000

Paso 1

Se selecciona el mes en el cual se realiza la valoración y compensación monetaria y volumétrica tal como se observa en la **figura 10**.

SISTEMA DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA Y MONETARIA

BANCO DE CALIDAD PUMA - SISTEMA DE VALORACIÓN Y COMPENSACIÓN

RESULTADOS

Automática

Elija Mes

Enero

Enero

Febrero

Marzo

Abril

Mayo

Junio

Julio

Agosto

Manual

Ingrese los grados API de la mezcla

°API

Ingrese contenido de azufre de la mezcla

% S

Ingrese el volumen de la mezcla

BLS

Valoración

Precio unitario USD/BL

Compensación monetaria

Total a pagar USD

Compensación volumétrica

Compensación Volumétrica en Olmeca BLS

Compensación Volumétrica en Itzmo BLS

Compensación Volumétrica en Maya BLS

Seleccione una opción

Calcular Exportar a Excel Limpiar Datos Salir

UNIVERSIDAD NACIONAL Y TONTOZACATEPEC

Figura 10 Ingresando el mes en la modalidad automática del Banco de Calidad para realizar la valoración del caso uno.

Paso 2

Para la modalidad automática se selecciona el campo para el cual se realiza la valoración y compensación, para este caso se selecciona el campo “Tintal” como se observa en la **figura 11**

SISTEMA DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA Y MONETARIA

BANCO DE CALIDAD PUMA - SISTEMA DE VALORACIÓN Y COMPENSACIÓN

RESULTADOS

Automática

Elija Mes

Elije Crudo

 °API

Ingrese contenido de azufre de la mezcla
 % S

Ingrese el volumen de la mezcla
 BLS

Valoración

Precio unitario USD/BL

Compensación monetaria

Total a pagar USD

Compensación volumétrica

Compensación Volumétrica en Olmecca BLS

Compensación Volumétrica en Itzmo BLS

Compensación Volumétrica en Maya BLS

Seleccione una opción



Figura 11 Ingresando el campo en la modalidad automática del Banco de Calidad para realizar la valoración del caso uno.

Paso 3

Como se observa en la **figura 12** seleccionando el mes y el campo los espacios de calidad en grados °API y contenido de azufre (%S) se rellenan en automático con la calidad en grados °API y contenido de azufre (%S) del campo seleccionado.

En el caso del espacio del volumen, este es ingresado manualmente por el usuario ya que es un dato variable.

SISTEMA DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA Y MONETARIA

BANCO DE CALIDAD PUMA - SISTEMA DE VALORACIÓN Y COMPENSACIÓN

RESULTADOS

Automática

Elija Mes

Elije Crudo

Valoración

Precio unitario USD/BL

Compensación volumétrica

Compensación Volumétrica en Olmeca BLS

Compensación Volumétrica en Itzmo BLS

Compensación Volumétrica en Maya BLS

Manual

Ingrese los grados API de la mezcla
 °API

Ingrese contenido de azufre de la mezcla
 % S

Ingrese el volumen de la mezcla
 BLS

Compensación monetaria

Total a pagar USD

Seleccione una opción



Figura 12 Mostrando el llenado automático de los datos del campo seleccionado para su valoración y compensación dentro del Banco de calidad y el ingreso manual del volumen

Paso 4

Como se observa en la **figura 13** se presiona el botón “Calcular” y automáticamente el software calcula la valoración del crudo, la compensación volumétrica y monetaria.

SISTEMA DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA Y MONETARIA

BANCO DE CALIDAD PUMA - SISTEMA DE VALORACIÓN Y COMPENSACIÓN

RESULTADOS

Automática

Elija Mes

Elije Crudo

Manual

Ingrese los grados API de la mezcla
 °API

Ingrese contenido de azufre de la mezcla
 % S

Ingrese el volumen de la mezcla
 BLS

Valoración

Precio unitario USD/BL

Compensación volumétrica

Compensación Volumétrica en Olmeca BLS

Compensación Volumétrica en Itzmo BLS

Compensación Volumétrica en Maya BLS

Compensación monetaria

Total a pagar USD

Seleccione una opción



Figura 13 Resultados de la valoración y compensación volumétrica y monetaria para el caso uno en la modalidad automática del Banco de Calidad.

Paso 5

Como se observa en la **figura 14** al presionar el botón “Exportar a Excel” automáticamente el software muestra un informe que contiene la fecha en la que se realiza la valoración y compensación, el mes de valoración y compensación, el campo, las propiedades del crudo (°API, contenido de azufre, volumen del crudo), la valoración y compensación económica y la compensación volumétrica, cabe mencionar que, si bien se muestra la compensación volumétrica para 6 distintos crudos nacionales e internacionales, está en la práctica solo se puede realizar con los crudos nacionales ya que los internacionales no son producidos en México, solo se muestran para fines informativos.



BANCO DE CALIDAD PUMA

Informe Ejecutivo de Valoración y Compensación Volumétrica y Monetaria del Banco de Calidad Puma

Fecha 09/07/2023

Mes de valoración y compensación: **Enero**

Crudo a compensar: **TINTAL**

Propiedades del crudo

API	20.36 °API
Azufre (%)	3.500 %S
Volumen del crudo	10,000 Bls

Valoración y compensación monetaria

Precio unitario	51.15 USD/Bl
Cantidad total a pagar	512,037.04 USD

Compensación Volumétrica

Compensación volumétrica en Olmeca	9,408.49 Bls
Compensación volumétrica en Itsmo	9,788.88 Bls
Compensación volumétrica en Maya	10,036.21 Bls
Compensación volumétrica en Eagle Ford	9,603.71 Bls
Compensación volumétrica en Bakken	9,568.73 Bls
Compensación volumétrica en WTI	9,533.06 Bls

Compensación volumétrica



[Click para iniciar](#)

Figura 14 Informe final del sistema de valoración y compensación del caso 1 modalidad automática

Instrucciones para la modalidad automática

Datos de entrada

Mes: Enero

Campo: Tintal

Calidad: 20.36 °API y 3.50 % de azufre

Volumen: 10,000

Paso 1

Para la modalidad manual, es necesario seleccionar el mes en el cual se realiza la valoración y compensación monetaria y volumétrica, como se muestra a continuación en la **figura 15**.

SISTEMA DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA Y MONETARIA

BANCO DE CALIDAD PUMA - SISTEMA DE VALORACIÓN Y COMPENSACIÓN

RESULTADOS

Automática

Elija Mes

- Enero
- Enero
- Febrero
- Marzo
- Abril
- Mayo
- Junio
- Julio
- Agosto

Manual

Ingrese los grados API de la mezcla

 °API

Ingrese contenido de azufre de la mezcla

 % S

Ingrese el volumen de la mezcla

 BLS

Valoración

Precio unitario USD/BL

Compensación monetaria

Total a pagar USD

Compensación volumétrica

Compensación Volumétrica en Olmeca BLS

Compensación Volumétrica en Itzmo BLS

Compensación Volumétrica en Maya BLS

Seleccione una opción



Figura 14 Seleccionando el mes para el cual se hará la valoración y compensación del crudo en el banco de calidad

Paso 2

Como se observa en la **figura 15** se ingresan manualmente los datos (°API, contenido de azufre y volumen) del crudo que se valora y compensa dentro del Banco de Calidad Puma.

SISTEMA DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA Y MONETARIA

BANCO DE CALIDAD PUMA - SISTEMA DE VALORACIÓN Y COMPENSACIÓN

RESULTADOS

Automática

Elija Mes

Elije Crudo

Valoración

Precio unitario USD/BL

Compensación volumétrica

Compensación Volumétrica en Olmeca BLS

Compensación Volumétrica en Itzmo BLS

Compensación Volumétrica en Maya BLS

Manual

Ingrese los grados API de la mezcla
 °API

Ingrese contenido de azufre de la mezcla
 % S

Ingrese el volumen de la mezcla
 BLS

Compensación monetaria

Total a pagar USD

Seleccione una opción



Figura 15 Ingresando los datos de calidad y volumen manualmente del crudo que se valorará y compensará en el Banco de Calidad.

Paso 3

Se presiona el botón “Calcular” y automáticamente el software calcula la valoración del crudo, la compensación volumétrica y monetaria como se muestra en la **figura 16**

SISTEMA DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA Y MONETARIA

BANCO DE CALIDAD PUMA - SISTEMA DE VALORACIÓN Y COMPENSACIÓN

RESULTADOS

Automática

Elija Mes
Enero

Elije Crudo
[]

Manual

Ingrese los grados API de la mezcla
20.36 °API

Ingrese contenido de azufre de la mezcla
3.5 % S

Ingrese el volumen de la mezcla
10000 BLS

Valoración

Precio unitario **51.15** USD/BL

Compensación volumétrica

Compensación Volumétrica en Olmeca **9,408.486** BLS

Compensación Volumétrica en Itsmo **9,788.884** BLS

Compensación Volumétrica en Maya **10,036.206** BLS

Compensación monetaria

Total a pagar **512,037.04** USD

Seleccione una opción



Figura 16 Mostrando los resultados de la valoración y compensación del crudo con los datos ingresados de forma manual al Banco de Calidad.

Paso 4

En la **figura 17** se observa que al presionar el botón “Exportar a Excel” automáticamente el software muestra un informe que contiene la fecha en la que se realiza la valoración y compensación, el mes de valoración y compensación, las propiedades del crudo (°API, contenido de azufre, volumen del crudo), la valoración y compensación económica y la compensación volumétrica, cabe mencionar que, si bien se muestra la compensación volumétrica para 6 distintos crudos nacionales e internacionales, está en la práctica sólo se puede realizar con los crudos nacionales ya que los internacionales no son producidos en México, solo se muestran para fines informativos.



BANCO DE CALIDAD PUMA

Informe Ejecutivo de Valoración y Compensación Volumétrica y Monetaria del Banco de Calidad Puma

Fecha 09/07/2023

Mes de valoración y compensación: **Enero**

Crudo a compensar:

Propiedades del crudo

API	20.36	°API
Azufre (%)	3.500	%S
Volumen del crudo	10,000	Bls

Valoración y compensación monetaria

Precio unitario	51.15	USD/Bls
Cantidad total a pagar	512,037.04	USD

Compensación Volumétrica

Compensación volumétrica en Olmeca	9,408.49	Bls
Compensación volumétrica en Itsmo	9,788.88	Bls
Compensación volumétrica en Maya	10,036.21	Bls
Compensación volumétrica en Eagle Ford	9,603.71	Bls
Compensación volumétrica en Bakken	9,568.73	Bls
Compensación volumétrica en WTI	9,533.06	Bls

Compensación volumétrica



[Click para iniciar](#)

Figura 17 Informe final del sistema de valoración y compensación del caso 2 modalidad manual

Documentación requerida para los términos y condiciones del contrato de compraventa

Para establecer los términos y condiciones mediante los cuales se va a manejar el contrato de compraventa de hidrocarburo es necesario contar con distintos tipos de información:

- Información legal
- Información técnica
- Datos generales

INFORMACIÓN LEGAL

Es indispensable contar con al menos la siguiente información legal necesaria para el establecimiento de términos y condiciones de contrato de compraventa

1. Tipo de contrato
2. Producto
3. Asignación
4. Nombre completo de la empresa
5. Nombre del apoderado legal
6. Fecha de firma del contrato CNH
7. Número de contrato de CNH
8. Datos del poder notarial
 - 8.1 número de la escritura
 - 8.2 fecha de la escritura
 - 8.3 número de la notaría correeduría
 - 8.4 localidad
 - 8.5 nombre del fedatario
9. logotipo de la empresa

INFORMACIÓN TÉCNICA

Así como es necesario contar con al menos la siguiente información técnica necesaria para establecer los términos y condiciones del contrato

- puntos y condiciones de entrega
- tipo de petróleo, calidad y características
- lugar físico acordado para la entrega del petróleo
- diagramas

Información de contacto

Finalmente, es necesario contar con la información de contacto (nombre, teléfono, correo) del siguiente personal

- Personal de emergencia del vendedor
- Personal de operación / ejecución del vendedor
- Personal de administración del contrato de compraventa por parte del vendedor
- Personal de emergencia del comprador
- Personal de operación / ejecución del comprador
- Personal de administración del contrato de compraventa por parte del comprador

Además de que es necesario establecer para ambas partes el domicilio convencional para avisos y comunicaciones

INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LOS ANEXOS DEL CONTRATO DE COMPRAVENTA PARA PETRÓLEO

Como se menciona anteriormente, es necesario contar con distinta información para la formalización óptima de un contrato, en este caso para el apartado de anexos de este es necesario que se cuente con la siguiente información de acorde al tipo de hidrocarburos que se desea comercializar:

Datos de calidad del petróleo neto: para su compra en el punto de entrega es necesarios contar con los parámetros típicos de calidad obtenidos mediante los métodos de determinación autorizados por los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos publicados por el Diario oficial de la federación el 29/09/2015

- Gravedad específica a 20/4 Contenido mediante el método de determinación ASTM-D4052-18
- Agua y sedimento (% volumen) obtenido mediante el método de determinación ASTM-D4007-11 (2016)
- Acidez (Ph) obtenido mediante el método de determinación ASTM-664
- Azufre (% Peso) obtenido mediante el método de determinación ASTM-D4294-16
- API (Gravedad) obtenido mediante el método de determinación ASTM-287
- Contenido de sal (lb/1000 bls) obtenido mediante el método de determinación ASTM-D3230-13

- PVR (Lb/P²) obtenido mediante el método de determinación ASTM-323
- Viscosidad (S SU o S SF) obtenido mediante el método de determinación ASTM-88

ID Muestra:		Fecha y hora de muestreo:		
Producto:		Fecha y hora de recepción:		
Muestreado por:		Fecha y hora de inicio de análisis:		
Embarcación / Localización:		Fecha y hora de fin de análisis:		
Muestra designada como:				

Método	Prueba	Resultado	Unidad	Límite de especificación
ASTM D4052-18	A Gravedad específica a 20/4 °C		g/cm3	A Reportar
	A Gravedad API @ 60°F		°API	A Reportar
ASTM D3230-13	A Sales en Petróleo Crudo		lb/1000bbl	A Reportar
	A Sales en Petróleo Crudo		g/m3	A Reportar
ASTM D4007-11(2016)	A Agua y Sedimentos		%v/v	A Reportar
ASTM D4294-16	A Azufre total		%masa	A Reportar

Condición de la muestra (Recepción): Bueno (Sello Intacto)

Figura 18. Ejemplo de un reporte de laboratorio

Además, es necesario que en el reporte del laboratorio se incluyan los datos de producto muestreado, persona encargada del muestreo, localización de toma de muestra, hora y fecha de muestreo, hora y fecha de recepción en laboratorio, hora y fecha de inicio de análisis, hora y fecha de fin de análisis.

EQUIPO DE TRABAJO PARA LA FORMALIZACIÓN DE UN CONTRATO

Para la formalización de un contrato de hidrocarburos se necesita del trabajo colaborativo de distintas áreas de trabajo tanto de Pemex en su papel de socio comercial, como de CNH como regulador de la industria, así mismo como el tercer productor el cual actúa como socio comercial de Pemex.

Dentro de Pemex exploración y producción existe un equipo multidisciplinario que trabaja para garantizar que el contrato se elabore de forma óptima, como se menciona anteriormente para la conformación tanto de las cláusulas así como los términos y Condiciones y los anexos de los contratos de compraventa de hidrocarburos se debe de realizar una recopilación de información y datos para que las distintas gerencias que se

encuentran involucradas realicen distintas actividades con la finalidad de que el contrato de compraventa se realice de forma transparente posible beneficiando así a ambas partes comercializadoras, a continuación se mencionan las gerencias de PEP y algunas otras áreas tanto de Pemex como del operador cuyo trabajo es crucial para la elaboración de un contrato de compraventa de hidrocarburo.

- Gerencia de mediación y balances
- Gerencia de estrategias comerciales
- Gerencia de contratos de hidrocarburos
- Unidad de análisis técnico económico
- Activos de producción
- Gerencia jurídica de proyectos y negocios de Exploración y Explotación
- Terceros productores

La Gerencia de contratos de hidrocarburos es encargada de las negociaciones que se llevan a cabo desde el principio hasta la firma del contrato, así mismo es la encargada de gestionar la administración del mismo durante toda su vigencia, así también la Gerencia de Medición y Balances se encarga de la elaboración de los acuerdos de medición elaborados en base a los lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos publicados por CNH lo cual garantiza que no existan conflictos por medición para ambas partes, la Gerencia de Estrategias Comerciales elabora las fórmulas de precio del hidrocarburos además de algunas herramientas comerciales para que la comercialización del hidrocarburo sea lo más acertada y justa que refleje los precios dentro de los mercados nacionales e internacionales, y los Activos de Producción se encargará de la administración de la producción y verificar el volumen recibido

La Gerencia Jurídica de Proyectos y Negocios de Exploración y Extracción. Es la encargada de analizar que el contrato cumpla con todos los requerimientos de las leyes aplicables de acuerdo con la regulación vigente y que no se incurran en irregularidades o lagunas legales que puedan afectar los intereses de ambas partes

Por otra parte, un elemento fundamental de un contrato de compraventa de hidrocarburos son los anexos ya que en estos se definirán los puntos y las condiciones de entrega así como las características de este, el tipo de hidrocarburo, calidad y así también la fórmula del precio del hidrocarburo entre otros rubros igual de importantes, las gerencias de Pemex exploración y producción así como el tercero interesado y el estado son encargados de la correcta definición de los anexos para la óptima formalización de un contrato de Compraventa de hidrocarburo como se muestra a continuación

Anexo A. Puntos y Condiciones de Entrega	Gestión de Información con el área de Medición y Balances y el tercero (Oficio ,Correos y reuniones)
Anexo B. Tipo de Petróleo, Calidad y Características.	Gestión de Información con el tercero y el activo. (Oficios, Correos , llamadas reuniones)
Anexo C. Formato de Programación de Volumen.	Elaboración por parte de la CCBN-GCHC
Anexo D. Formato de Confirmación de Volumen.	Elaboración por parte de la CCBN-GCHC
Anexo E. Comprobante de Entrega/Recepción.	Elaboración por parte de la CCBN-GCHC, con el apoyo del departamento del área de Balances.
Anexo F. Procedimiento para la Aplicación de Ajustes Comerciales.	Elaboración por parte de la CCBN-GCHC
Anexo G. Procedimiento de Reclamaciones.	Elaboración por parte de la CCBN-GCHC
Anexo H. Fórmula de Precio de Petróleo.	Gestión de Fórmula de Precio a la GECH, UATE, y Tercero (Oficios, recordatorios , correos y reuniones)
Anexo I. Acuerdo de Medición y Condiciones de Operación.	Gestión del Acuerdo con la Gerencia de Medición Balances (Oficios, recordatorios, correos, reuniones)
Anexo J. Lugar físico acordado para la entrega del Petróleo	Elaboración del Diagrama por parte de GCHC y con apoyo del personal de Activo y Gcia. Med. y Balances.
Anexo K. Guía Operativa para Selección de Productos Halogenados	Establecida por autoridades
Anexo L. Cesión de Derechos de Cobro.	Establecida por el Área Jurídica.

NOTA: Cabe aclarar que mediante el proceso de elaboración del Contrato y Anexos , se establecerán reuniones de negociación ya sea con el tercero o con las áreas específicas para tratar algún tema en particular, llegando así a una conciliación entre las partes.

ESTRUCTURA TIPO DE UN CONTRATO DE COMPRAVENTA DE HIDROCARBUROS

Como se menciona en los apartados anteriores es necesaria la recopilación de información de distinta índole y la colaboración de un equipo multidisciplinario para lograr realizar un contrato de compraventa de hidrocarburos. En este apartado se discutirán los resultados de este arduo esfuerzo multidisciplinario.

A continuación se discute de manera amplia la estructura tipo de un contrato de hidrocarburos, abordando de forma clara y precisa de manera homologada aplicable para distintos tipos de contrato cabe aclarar que los contratos de compraventa de hidrocarburos NO son iguales entre sí, ya que cuentan con algunas cláusulas particulares para cada asignación, se propondrá la siguiente estructura tipo con la finalidad de ejemplificar la estructura de los contratos de compra-venta de la región sur sin hacer énfasis en ningún contrato en específico ya que cada contrato cuenta con una cláusula de confidencialidad lo cual prohíbe la divulgación de la información

TÍTULO

Este apartado regularmente se encuentra la fecha de celebración del contrato, el nombre de la empresa compradora (Pemex exploración y producción), a quien en lo sucesivo se le denomina Comprador o PEP, el representante comercial de la empresa compradora, el nombre de la empresa vendedora a quien en lo sucesivo se le denomina vendedor (juntamente con el comprador se le denominará “Las Partes”) y el nombre del representante comercial del comprador

ANTECEDENTES

En este apartado se describen los antecedentes que dieron pie al contrato de compra-venta de hidrocarburos como lo son los permisos de comercialización otorgados por la CRE tanto de petróleo como de gas, la ronda y licitación realizadas por la CNH pertenecientes al área contractual de interés, el contrato de extracción de hidrocarburos bajo la modalidad pactada así como el número de contrato con CNH, además de la aprobación del punto de medición provisional o definitivo aprobado por CNH y finalmente se incluyen los acuerdos previos de interés para ambas partes.

DECLARACIONES

En este apartado se describen las declaraciones de índole legal y comercial que a continuación se enuncian.

El comprador declara que su personalidad jurídica de acuerdo a la ley, además de declarar su posibilidad como empresa de celebrar toda clase de convenios o contratos, así también PEP debe de acreditar su personalidad y facultades al representante comercial así como declarar su domicilio para todo efecto del contrato, así como su disposición a comprar y recibir hidrocarburo del vendedor procedente del área contractual, así mismo declarar que durante las negociaciones no se incurre en actos de corrupción y que se cuenta con políticas y programas de *compliance* o cumplimiento legal en materia de combate a la corrupción, finalmente hacer constar que se reciben por parte del vendedor las políticas y lineamientos anticorrupción y códigos de ética, esta misma información la debe de declarar el comprador en cuestión de modo ambas empresas declaren su estatus para dicho contrato, finalmente ambas empresas deben de declarar que es su voluntad celebrar el presente contrato para establecer los términos y condiciones bajo los cuales el comprador comprara petróleo al vendedor así como también se declara que cada una de las partes se comprometen a que todas las actividades que realice en relación al contrato son llevadas a cabo de conformidad a las leyes aplicables.

CLÁUSULAS

1. Definiciones

Este apartado tiene la finalidad de definir términos para la correcta interpretación del contrato, así como definir algunas siglas que se encuentran dentro del contrato.

2. Encabezados, referencias e interpretación

En este apartado se describe cómo es que se debe de interpretar los encabezados, las mayúsculas, los términos en singular y plural, cláusula, conflictos, inclusión lo cual es importante para que se realice una clara interpretación del contrato

3. Objeto

En este apartado se aborda cuál es la finalidad de celebrar el presente contrato, así como las obligaciones primarias tanto del comprador como del vendedor, así también se habla de supuestos de que el vendedor desee vender su petróleo a terceros y cuál es el procedimiento para no incurrir en incumplimiento, finalmente

se habla acerca del supuesto de que el comprador no pueda recibir/comprar la calidad programada del petróleo del vendedor derivado de distintas índoles.

4. Vigencia

Este apartado habla acerca de la vigencia del contrato, el cual regularmente tiene como vigencia de 12 meses y es renovado por periodo de 12 meses consecutivos cada uno, salvo que alguna de las partes manifieste su intención de no renovarlo y cumpla con los requisitos para realizarlo.

5. Inversiones del vendedor

En caso de existir inversiones del vendedor, deben ser debidamente descritas en este apartado

6. Programas

Programación

En este apartado se describen las programaciones a largo, corto y mediano plazo del petróleo del vendedor a través de las programaciones programación operativa anual (POA), programación operativa trimestral (POT) y programación operativa mensual (POM), las cuales son definidas ampliamente en las cláusulas 6.3, 6.4 y 6.5 sucesivamente

Los volúmenes deberán de estar expresados en barriles por día (BPD) con hasta tres (3) decimales.

Obligatoriedad de la programación

Este apartado surge con la finalidad de garantizar el suministro del petróleo y garantizar así la planeación, realización y desarrollo de sus actividades, los volúmenes de petróleo programados y confirmados en el contrato son definitivos y vinculantes para ambas partes sin perjuicio de que puedan ser modificados de acuerdo a algunas situaciones, por ejemplo: que lleguen a presentarse situaciones técnicas imprevistas que afecten los volúmenes del petróleo programados por el vendedor de acuerdo a las cláusulas siguientes.

Programa de volumen anual (poa)

El programa de volumen anual (POA) el vendedor deberá presentar una propuesta de POA la cual se debe de realizar con por lo menos 60 días de anticipación al inicio de año y dentro de los siguientes 5 días siguientes a la fecha efectiva por lo que se refiere al primer año, esta deberá de contemplar el estimado de entregas para el periodo contemplado en el año en cuestión, con base en sus proyecciones de producción, desglosando el volumen esperado para cada mes dentro de dicho año.

Si el comprador confirma que está de acuerdo con el POA propuesto por el vendedor o si transcurren 15 días sin que el comprador proponga modificaciones de este, el programa propuesto se convertirá en el POA para el año en cuestión.

Programa de Volumen Trimestral (POT)

El programa de volumen Trimestral (POT) el vendedor debe presentar una propuesta de POT la cual se debe de realizar con por lo menos 20 días de anticipación al inicio de cada trimestre y dentro de los siguientes 5 días siguientes a la fecha efectiva por lo que se refiere al primer trimestre, esta deberá de contemplar el estimado de entregas para el periodo contemplado en el trimestre en cuestión, con base en sus proyecciones de producción, desglosando el volumen esperado para cada mes dentro de dicho trimestre.

Los volúmenes de petróleo del vendedor programados bajo el POT y los volúmenes del petróleo del vendedor programados para dicho trimestre bajo el POA aplicable podrán variar en un rango de hasta +/- 10% (diez por cientos)

Si el comprador confirma que está de acuerdo con el POT propuesto por el vendedor o si transcurren 5 días sin que el comprador proponga modificaciones de este, el programa propuesto se convertirá en el POT para el trimestre en cuestión.

Programa de Volumen Mensual (POM)

En el programa de volumen mensual (POM) el vendedor debe presentar una propuesta de POM la cual se debe de realizar con por lo menos 20 días de

anticipación al inicio de cada mes y dentro del día siguiente a la fecha efectiva por lo que se refiere al primer mes, esta debe de contemplar el estimado de entregas para el periodo contemplado en el mes en cuestión, con base en sus proyecciones de producción, desglosando el volumen esperado para cada día dentro de dicho mes.

Los volúmenes de petróleo del vendedor programados bajo el POM y los volúmenes del petróleo del vendedor programados para dicho mes bajo el POT aplicable pueden variar en un rango de hasta +/- 2% (dos por ciento).

Si el comprador confirma que está de acuerdo con el POT propuesto por el vendedor o si transcurren 5 días sin que el comprador proponga modificaciones de este, el programa propuesto se convertirá en el POM para el mes en cuestión.

Tolerancias Operativas

En este apartado se describen las tolerancias operativas consideradas generalmente en un contrato.

No se considera incumplimiento del contrato la falta de entrega del petróleo del vendedor, si el volumen entregado en cualquier mes es equivalente a la suma de los volúmenes del petróleo del vendedor del POM aplicable a dicho mes con una tolerancia operativa del 0.3% del volumen del petróleo del vendedor programa en el POM.

Se considera incumplimiento del presente contrato la entrega de volúmenes inferiores a la tolerancia operativa de 0.3% respecto al POM, no se considera incumplimiento si el volumen nominado sobrepasa el POM siempre y cuando no rebase en ningún día la capacidad reservada indicada en los anexos.

Coordinación de programas

Los representantes operativos de las partes son responsables de coordinar la entrega y recepción de petróleo conforme a este contrato y sus anexos.

Programa anual de mantenimiento y libranzas

El comprador y el vendedor deben de mandar al vendedor y comprador (según corresponda) su programa anual de mantenimiento y libranzas los 30 días siguientes a la fecha efectiva, en el caso del primer año y a más tardar 60 días antes de que finalice el año, para los años posteriores, el programa anual de mantenimiento y libranzas deberá de contener las fechas programadas para los mantenimientos y libranzas así como la capacidad de recibo de petróleo en el punto de entrega/transferencia de propiedad, en forma diaria, derivado de los mantenimientos y libranzas programadas.

Ambas partes tienen un periodo aproximado de 10 días a partir de la recepción del programa de mantenimiento y libranzas para aceptarlo o emitir comentarios, así también es indispensable que las partes procuren hacer esfuerzos razonables para hacer coincidir las fechas estipuladas para sus respectivos programas de mantenimiento y libranzas.

7. Capacidad Reservada

Se refiere a la capacidad máxima reservada para almacenar y/o transportar hidrocarburo del vendedor en las instalaciones del comprador, la cual estará debidamente estipulada en los anexos del contrato, con lo cual se da por entendido que el vendedor no podrá entregar al comprador una cantidad de petróleo que rebase la capacidad máxima, sin embargo, el comprador podrá recibir cualquier volumen adicional no notificado, siempre y cuando no se rebase la capacidad reservada, el vendedor puede solicitar un aumento de capacidad reservada, el cual estará sujeto a disponibilidad y previa autorización del comprador con un periodo de mínimo de 30 días de anticipación.

8. Transferencia de propiedad

En esta cláusula se aborda la transferencia de propiedad del vendedor al comprador en el punto de entrega/ transferencia de propiedad establecido en los anexos del contrato, así también se aborda cuál es el punto de referencia para determinar el volumen del petróleo del vendedor entregado al comprador, y por ende determinar las cantidades de petróleo a ser facturadas por el vendedor, muchas veces si no se

cuentan con las instalaciones de medición descritos en los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos publicados en el DOF el día 29/09/15 se puede optar por un punto de medición provisional con previa autorización de CNH de acuerdo a dichos lineamientos.

En este apartado de transferencia de propiedad comúnmente también se hace referencia a los siguientes temas de gran importancia: Entrega de petróleo extraído durante el periodo de pruebas, determinación de las condiciones de operación y parámetros de calidad, pruebas de calidad, presencia de contaminantes en los hidrocarburos extraídos durante el periodo de pruebas y finalmente la no estipulación de garantías.

Entrega de petróleo extraído durante el periodo de pruebas

En este apartado se estipula que el vendedor debe entregar al comprador la totalidad del petróleo extraído durante las pruebas, medido de conformidad a las especificaciones del programa de trabajo y el acuerdo de medición de calidad y cantidad.

Así también el comprador debe emitir una nota informativa con las condiciones específicas bajo las cuales se acepta la recepción de dicho petróleo.

Determinación de las condiciones de operación y parámetros de calidad

El vendedor debe de entregar su petróleo en el punto de entrega/transferencia de propiedad en los términos establecidos en el acuerdo de medición de calidad y cantidad mismo que forma parte de los anexos del contrato.

Pruebas de calidad

Cada parte puede, a su costo, realizar muestreos de la corriente del área contractual cuando lo considere necesario para corroborar los parámetros de calidad del petróleo recibido en el punto de entrega/transferencia.

Además de que el vendedor debe de realizar cada mes dichas pruebas y debe entregar los certificados de calidad correspondientes al representante operativo del

comprador, así mismo el comprador tiene derecho de presenciar las pruebas que se realicen a las muestras tomadas en el punto de medición.

Presencia de contaminantes en los hidrocarburos extraídos durante el periodo de pruebas

A efecto de verificar que no exista ningún tipo de contaminante de petróleo que pudiese afectar otras corrientes de crudo y/o las instalaciones del comprador, el vendedor debe de ordenar a un laboratorio acreditado para este fin, que realice los siguientes análisis:

- Cloruros orgánicos, bajo el método ASTM D-4929 (A o B) con límite máximo de 1 ppm en el crudo
- Número de acides total bajo el método ASTM D-664 con un límite máximo de 0.5 mgKOH/gr
- Silicio orgánico bajo el método ASTM D-5708^a modificado para silicio o ASTM D-5185 (modificado para silicio) con un límite máximo de 3 ppm en el crudo

Estos análisis deben realizarse durante las pruebas y con la anticipación necesarias para obtener los resultados antes de la primera entrega del petróleo de pruebas en el punto de entrega, si de acuerdo al laboratorio los resultados están por debajo de los límites estipulados el comprador emitirá una nota informativa y se procederá a recibir el petróleo pero, si por el contrario los resultados están por arriba de los límites establecidos el comprador puede rechazar la recepción del petróleo extraído durante el periodo de pruebas.

9. Medición del volumen

El petróleo del vendedor debe de medirse de manera continua, de acuerdo al procedimiento estipulado en los anexos del contrato y a su vez de acuerdo a lo siguiente:

Medición de petróleo

La medición del petróleo del vendedor como se mencionó anteriormente debe ser llevada a cabo por un equipo de medición el cual debe de estar aprobado por CNH,

y además, debe de cumplir con las especificaciones técnicas marcadas en los lineamientos técnicos en materia de medición.

El representante operativo del comprador tiene derecho a estar presente cuando se instale, se tomen lecturas, se de mantenimiento, cambie, inspeccione, pruebe, calibre o ajuste el equipo utilizado en el punto de medición a efecto de lo cual el vendedor debe de notificar en un plazo aproximado de 72 horas de anticipación la realización de cualquiera de las actividades antes mencionadas.

Las mediciones del equipo de medición instalado en el punto de medición son definitivas y obligatorias para ambas partes excepto en caso de error manifiesto.

Mantenimiento y calibración de los equipos de medición

El Comprador debe mantener los equipos de medición del Punto de Transferencia de Propiedad en condiciones óptimas de operación y su calibración, certificación, evaluación del factor de incertidumbre y la periodicidad de su mantenimiento deberán ser demostrables y verificables en los términos establecidos en las Leyes Aplicables.

La calibración de los equipos de medición se realiza de acuerdo con las Normas Oficiales Mexicanas del Centro Nacional de Metrología, lo indicado por los estándares API y ASTM y las Leyes Aplicables. El Vendedor tiene la opción de presenciar la calibración de los equipos de medición, previa notificación hecha por escrito con al menos setenta y dos (72) horas de anticipación. En caso de contar con muestreadores en línea (In line sampler units "ILSU"), su desempeño es calculado conforme a lo establecido por API 8.2. Todas las calibraciones y certificaciones de los equipos de medición ubicados en el Punto de Transferencia de Propiedad deben ser realizados por personal debidamente acreditado y previamente aprobado por ambas Partes; siendo los costos inherentes con cargo al Comprador.

Registro de medición

El Comprador debe de mantener los registros de las mediciones de volumen entregado por Punto de Transferencia de Propiedad durante un periodo de 5 (cinco) años, conforme a lo establecido en la Cláusula de registros del contrato.

Discrepancias en la medición

Cuando el vendedor considere que existe un mal funcionamiento en el equipo de medición ubicados en el punto de transferencia de la propiedad, puede solicitar la revisión de dicho equipo. En caso de que de la revisión se desprendiere que no existe mal funcionamiento en el equipo, los costos de dicha revisión son responsabilidad del vendedor; de lo contrario, dichos costos son responsabilidad del comprador y quien procederá a la brevedad posible, además, a calibrar y adecuar el equipo en cuestión a su costo.

En caso de que la revisión efectuada determine fallas en la medición, se harán los ajustes necesarios a las facturas emitidas, considerándose, en todo caso, que las discrepancias de medición se iniciaron el día en que se solicite la revisión correspondiente, salvo que se compruebe que la inexactitud en la medición existía desde una fecha anterior y ésta hubiera sido notificada dentro de un período de 10 (diez) días contados a partir del día en que tuvo conocimiento de tal inexactitud.

No obstante, lo anterior, la detección de discrepancias en la medición de menos de 1.0% (uno punto cero por ciento) no dará lugar a que se efectúen correcciones a las facturas. En caso de que las discrepancias sean mayores, el vendedor emitirá una nota de débito o crédito por los montos no pagados o pagados en exceso, sin considerar intereses, según sea el caso, la cual deberá compensarse en la factura(s) siguiente(s).

Si por cualquier motivo el equipo de medición ubicado en el punto de transferencia de propiedad deja de medir la cantidad de petróleo entregado en calidad de venta, éste se determinará por medio de las mediciones efectuadas con otro equipo, si es que hubiere, siempre y cuando dicha medición haya resultado consistente con la realizada durante los 7 (siete) días anteriores a la falla. De lo contrario, la cantidad

se determinará tomando como base el petróleo del vendedor del POM y la tendencia y el promedio de los volúmenes efectivamente recibidos y entregados en el punto de transferencia de propiedad antes y después de la fecha en que se haya detectado la falla.

Comprobantes de Entrega-Recepción

Los comprobantes de entrega-recepción tienen la finalidad de documentar los volúmenes efectivamente entregados por el Vendedor y recibidos por el comprador, así como sus calidades asociadas, al final de cada periodo de medición conforme a lo señalado en los anexos, estos comprobantes deben de coincidir con el formato incluido en el Anexo correspondiente,

Para efectos del contrato todas las cantidades de petróleo mediadas son expresadas en metros cúbicos y barriles a 20C y a 15.56C, a tal efecto los comprobantes de entrega recepción deberán incluir los volúmenes corregidos a 20 C y 15.56 C

dichos comprobantes de entrega recepción deberán firmarse diariamente por los representantes operativos de las partes, a menos que el comprador objete alguno de los datos consignados en los mismos, en cuyo caso se estará a lo dispuesto en las cláusulas posteriores.

10. Penas convencionales

El incumplimiento en la entrega del petróleo del vendedor en cualquier mes de conformidad con el POM, en una porción superior a la permitida por la tolerancia operativa establecida en la cláusula 6.6, dará lugar a las penas convencionales de acuerdo a la metodología establecida en los anexos.

11. Precio

El precio de compra se determina conforme a la fórmula contenida en el anexo correspondiente llamado "fórmula de precio", dicha fórmula podrá ser revisada a solicitud de las partes.

12.Registros

Es obligación de las partes mantener los registros relacionados con el contrato y con todas las operaciones relacionadas con el mismo por un periodo de 5 años, así como cualquier parte tendrá el derecho de solicitar información relacionada con el contrato a la otra parte para poder realizar o completar revisiones administrativas, contables, financieras, etc.

13.Facturación y pago

Facturación y pago

Tanto el comprador como el vendedor convienen que la facturación y pago de la compraventa de petróleo se realizará mensualmente y conforme a las leyes aplicables.

El comprador, a través de la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial (o el área que de tiempo en tiempo tenga dicha función), autorizará los pagos por la compra del Petróleo, dentro de los primeros 3 (tres) días posteriores a la recepción del Comprobante de Entrega–Recepción por parte del comprador, mediante su firma en la BDE del COPADE, siempre y cuando el Vendedor cumpla con: (i) la entrega del Petróleo en términos del Contrato, la que deberá estar sustentada en el Comprobante de Entrega-Recepción a que se refiere al anexo correspondiente del contrato, por el volumen total entregado, (ii) verificación (2 días) del Comprador de la información respecto a los Comprobantes de Entrega-Recepción, (iii) el certificado de participación proporcionado por el Vendedor certificando qué porcentaje del flujo registrado en dicha medición constituye Petróleo del Vendedor.

La firma en la Bóveda de Documentos Electrónicos permitirá la generación de una notificación electrónica al vendedor para que genere los CFDI correspondientes.

Para efectos de claridad, los CFDI son consecuencia de la autorización de los pagos por parte del comprador.

El vendedor, al momento de facturar, deberá hacer referencia a este contrato y al petróleo del vendedor entregado aplicándose el precio que corresponda conforme al anexo correspondiente del contrato, más el IVA correspondiente.

El vendedor emite y remite, vía electrónica, los CFDI respecto de las ventas de petróleo a PEP en el mes inmediato anterior, los cuales deberán cumplir con los requisitos establecidos para tales efectos en las Leyes Aplicables y efectuará todos sus trámites de pago a través de la Bóveda de Documentos Electrónicos del Comprador, mediante el uso de la contraseña que le sea otorgada para tales efectos.

El comprador pagará al vendedor el monto del petróleo entregado a los 60 (sesenta) días contados a partir de la fecha de recepción y aceptación de la factura y CFDI correspondiente con el COPADE debidamente autorizado.

El pago al vendedor se efectuará a través de depósito bancario en la cuenta que para tal efecto designe, previo a la presentación de la factura correspondiente.

En caso de que las facturas entregadas por el vendedor para su pago presenten errores o deficiencias, PEP, dentro de los 3 (tres) días hábiles siguientes al de su recepción, indicará por escrito al Vendedor las deficiencias que deberá corregir. El periodo que transcurra a partir de la entrega del citado escrito y hasta que el Vendedor presente las correcciones, no se computará para efectos del plazo establecido para el pago. Una vez corregida la factura correspondiente, reinicia el cómputo del plazo antes mencionado.

Una vez realizado el pago al vendedor, éste tiene 10 (diez) días hábiles para solicitar aclaraciones sobre cualquier aspecto de este; transcurrido dicho plazo sin que se presente reclamación alguna, éste se considerará definitivamente aceptado y sin derecho a ulterior reclamación.

Las facturas correspondientes son emitidas en dólares de los Estados Unidos de América o pesos según fuese la negociación de las partes, en caso de diferencias o controversias en los montos a facturar y que fueren objeto de ajustes, el emisor de

dicho documento debe emitir y remitir, según corresponda, una nota de débito o crédito, por un monto equivalente al volumen de petróleo de la variación facturada. Al importe así debido o acreditado, se le adiciona el IVA correspondiente, así como las percepciones y/o pagos a cuenta que establezcan las leyes aplicables. Los importes no cancelados correspondientes a las notas de débito emitida por el vendedor deben cancelarse dentro de los 20 (veinte) días de recibidas por el Comprador.

En el caso que, en cualquiera de las obligaciones establecidas en esta cláusula, el último día de cualquiera de los plazos no sea un día hábil, se entenderá que la obligación se trasladará al primer día hábil siguiente.

En el supuesto que el comprador se encuentre impedido a cumplir con sus obligaciones de pago total en términos de lo establecido en la cláusula 11.1, éste procederá a notificar al vendedor de dicha situación tan pronto como sea de su conocimiento, pero en todo caso, antes de que concluya el plazo de 60 (sesenta) días referido en la presente cláusula para llevar a cabo el pago que está impedido a realizar, mediante escrito debidamente justificado, especificando: (i) las razones que impidan que el comprador realice el pago correspondiente; (ii) la(s) factura(s) y el monto de la(s) misma(s) que el comprador está impedido a pagar; y (iii) la fecha estimada en la que podrá realizar el pago que en ese momento se encuentre impedido de llevar a cabo.

Incumplimiento de pago

El comprador tiene la obligación de realizar el pago del hidrocarburo antes de que trascurren 60 días, si incurre en incumplimiento, este pagará una pena convencional la cual se calculará a partir del vencimiento del referido plazo y se calculará bajo un sistema pactado por ambas partes.

Formas de pago

Todos los pagos que las partes tengan que efectuar bajo el contrato deben de hacerse bajo la modalidad acordada por ambas partes, sin embargo, se podrán adoptar

mecanismos alternos de pago, tales como compensación o deducción de deudas, cuando sean aplicables.

Cooperación para el financiamiento

El comprador debe de reconocer que el vendedor, sus filiales o subcontratistas pueden solicitar recursos financieros de instituciones financieras o terceros, para la ejecución de este contrato.

El comprador realiza su máximo esfuerzo para cooperar con el vendedor en relación a la documentación necesaria en dichas instituciones financieras o terceros acreditantes puedan requerir para el financiamiento siempre que este sea razonable.

14. Obligaciones fiscales

Cada una de las partes pagarán todas y cada una de las contribuciones, productos, aprovechamientos, y demás cargas fiscales, que, conforme a la ley aplicable, tengan la obligación de cubrir durante la vigencia, ejecución y terminación del presente contrato.

15. Reclamaciones

Volumen

Cualquier reclamación respecto al volumen recibido o entregado debe presentarse por escrito a la otra parte dentro de los primeros 30 días hábiles siguientes a la fecha del acontecimiento que dio origen a la reclamación, la parte que reciba la reclamación contará con aproximadamente 10 días para responder dicha reclamación, los representantes operativos de las partes procurarán resolver dicha reclamación de mutuo acuerdo en un plazo aproximado de 10 días hábiles contados a partir de la recepción de la reclamación, si la reclamación no es resuelta por dichos representantes en el plazo establecido, el comprador o el vendedor podrá someter su reclamación a la resolución por un perito independiente de conformidad con lo dispuesto en las cláusulas referentes a peritos independientes de dicho contrato.

Otras reclamaciones

Cualquier otra reclamación que el comprador o en vendedor tenga respecto al convenio pactado por ambos, deberá de presentarse dentro de los 90 días contados a partir de la fecha del suceso que dio origen a la reclamación

16. Seguros

Las partes son responsables de contar con las pólizas de seguros que conforme a las leyes aplicables y a la naturaleza y complejidad del contrato sean necesarias.

17. Caso fortuito o fuerza mayor

Significa cualquier acto o hecho que impida a la parte afectada cumplir con sus obligaciones de conformidad con el contrato si dicho acto o hecho va más allá de su control y no es resultado del dolo o culpa de la parte afectada, siempre que dicha parte no pudiera evitar dicho acto o hecho tomando acciones diligentes. sujeto al cumplimiento de las condiciones antes estipuladas, caso fortuito o fuerza mayor incluirá: fenómenos de la naturaleza tales como tormentas, huracanes, inundaciones, deslaves, relámpagos y terremotos; incendios; actos de guerra (declarada o no); disturbios civiles, motines, insurrecciones, sabotajes y terrorismo; desastres por traslado de materiales; restricciones por cuarentenas, epidemias, huelgas u otras disputas laborales que no sean con motivo de incumplimiento de algún contrato laboral por parte de la parte afectada.

Queda expresamente entendido que caso fortuito o fuerza mayor no incluye dificultad económica o cambio en las condiciones de mercado (incluyendo dificultades en la obtención de fondos de capital o financiamiento).

Liberación de responsabilidad

las partes reconocen y acuerdan que ninguna de ellas incurrirá en responsabilidad alguna por incumplimiento o retraso de sus obligaciones conforme al presente contrato, siempre que dicho incumplimiento o retraso fuere originado o causado por caso fortuito o fuerza mayor, en el entendido que, para que la parte que invoque el caso fortuito o fuerza mayor sea liberada de responsabilidad, es necesario que dicho acontecimiento sea debidamente probado.

Acreditación del caso fortuito o fuerza mayor

En caso de un caso fortuito o fuerza mayor para que cualquiera de las partes sea liberado de su responsabilidad por incumplimiento de sus obligaciones, es indispensable que la parte lo notifique, incluso si el acontecimiento es un hecho notorio o del dominio público y así mismo debe de probar la existencia del caso fortuito o fuerza mayor conforme a lo siguiente:

- (i) Comunicará a la otra parte vía correo electrónico la ocurrencia del acto dentro de las primeras 24 horas siguientes.
- (ii) Confirmará por escrito dicha notificación dentro de las 48 horas siguientes al inicio de la ocurrencia de este, esta notificación deberá contener una descripción detallada de los hechos y efectos del caso fortuito o fuerza mayor, así como la duración estimada de los mismos.
- (iii) Probará dentro de un plazo que no exceda de 15 días hábiles contados a partir de la notificación correspondiente de la existencia del caso fortuito o fuerza mayor, para lo cual deberá de acompañar toda la documentación soporte y evidencia necesaria a fin de acreditar la existencia del caso fortuito o fuerza mayor.
- (iv) La parte a quien se le pruebe el caso fortuito o fuerza mayor contará con 10 días hábiles contados a partir del día siguiente del que se reciba la información señalada en el anterior párrafo para analizar y resolver respecto a la existencia del caso fortuito o fuerza mayor, así como el impacto que generó el incumplimiento de las obligaciones de la parte que lo invoca.
- (v) La parte que invoca caso fortuito o fuerza mayor deberá de notificar a la otra, al día hábil siguiente en el que el caso fortuito o fuerza mayor ha concluido y de ser el caso, deberá de informar las acciones y el tiempo necesario que requerirá para reanudar el cumplimiento de sus obligaciones.

Y en caso de no hacerlo así el caso fortuito o fuerza mayor invocado no es considerado como tal.

Derecho de terminación por caso fortuito o fuerza mayor

Un caso fortuito o fuerza mayor que interrumpiere o suspendiere el cumplimiento de las obligaciones de cualquiera de las partes conforme al contrato por un periodo mayor a 180 días, dará derecho a las partes dar por terminado el presente contrato sin necesidad de declaración judicial, ni responsabilidad alguna, únicamente notificando a la otra parte.

18. Responsabilidad de las partes

Las partes son las únicas responsables de la ejecución y cumplimiento de las obligaciones a su cargo derivadas del contrato y deben de sujetarse a todas las leyes aplicables. Las responsabilidades y los daños y perjuicios que resulten por su inobservancia están a cargo de la parte que incumplió tales disposiciones.

Cada parte debe de emplear sus esfuerzos razonables conforme a las mejores prácticas de la industria, para mitigar o evitar cualesquier daños causados por el incumplimiento de las obligaciones de otra parte bajo el contrato, ya sea o no que dicho incumplimiento sea el resultado de un caso fortuito o fuerza mayor.

19. Cesión de contrato

Las partes no pueden ceder a persona alguna ningún derecho o interés en este contrato, incluidos los derechos de cobro ni ceder y/o delegar ninguna obligación establecida en el presente contrato, sin consentimiento por escrito de la otra parte. El consentimiento del comprador no es necesario si el vendedor cede a un tercero todos sus derechos y obligaciones bajo el CE, de conformidad con lo previsto en dicho instrumento y las Leyes Aplicables.

El comprador o el vendedor pueden ceder total o parcialmente los derechos o intereses en este contrato, así como las obligaciones derivadas del mismo, sin que sea necesario el consentimiento de la otra parte siempre y cuando tal cesión: (i) se haga a una filial, y; (ii) en el caso del comprador dicha filial demuestre contar con la capacidad financiera requerida para cumplir con sus obligaciones bajo el presente contrato o la filial sea solidariamente responsable del cumplimiento de las obligaciones del contrato; y (iii) en

el caso del comprador la cesión sea consecuencia de una reestructuración corporativa de Petróleos Mexicanos y/u ordenada por alguna Ley Aplicable a Petróleos Mexicanos.

20. Confidencialidad

Esta Cláusula tiene la finalidad de mantener la confidencialidad de la información técnica, legal, administrativa, contable, jurídica, financiera, documentada en cualquier soporte material que se haya desarrollado así también la información proporcionada por cada parte en la elaboración y ejecución de un contrato de compraventa de hidrocarburo, las partes deben acordar que dicha información sólo es revelada a sus empleados que se encuentren relacionados con dicho contrato.

Las partes deben de acordar que las obligaciones contenidas en esta cláusula son extensivas al personal de cada una de ellas y cada parte toma las medidas necesarias para asegurar que su personal mantenga la confidencialidad incluyendo, procedimientos, y la suscripción de contratos o convenios pactados por las partes.

Las obligaciones de confidencialidad contenidas en esta cláusula continuarán en efecto por un periodo de 5 años contados a partir de la fecha de terminación del contrato.

21. Modificaciones

En esta cláusula se describe que cualquier modificación al contrato deberá de hacerse mediante un convenio suscrito por ambas partes y deberá de ser conforme a las leyes aplicables.

22. Suspensión y terminación anticipada

Suspensión

En esta cláusula se describen las modalidades que existen para la suspensión del contrato.

Las partes pueden suspender parcial o totalmente el contrato ya sea por evento de caso fortuito o fuerza mayor que impida que una o ambas partes el cumplimiento de sus obligaciones o por acuerdo por escrito entre las partes la cual deberá de incluir por escrito la fecha efectiva de dicha suspensión. En caso de suspensión por

un evento de caso fortuito o fuerza mayor, éste deberá de realizarse conforme la cláusula de evento fortuito o fuerza mayor.

Una vez que sea efectiva la suspensión acordada las partes deberán: (i) suspender la ejecución de sus obligaciones en la fecha y medida especificada en el aviso y (ii) tomar las medidas para minimizar los costos asociados a dicha suspensión. Los efectos de la suspensión cesarán una vez que las partes de común acuerdo decidan retomar la ejecución de dicho contrato, y lo notifiquen por escrito, señalando la fecha cierta a partir de la cual se reinicia la ejecución del contrato.

Pago del producto vendido y entregado

Ninguna disposición contenida en esta cláusula liberará al comprador de su obligación de pagar el precio de petróleo vendido y efectivamente entregado. El mismo principio aplica si la suspensión de los efectos del contrato tiene origen en un hecho o acto que constituya caso fortuito o fuerza mayor.

Terminación anticipada

En esta cláusula se describen las formas, así como procedimientos bajo los cuales se llevará a cabo la terminación anticipada de un contrato.

En adición a la cláusula de derecho a terminación por caso fortuito o fuerza mayor, así como la rescisión establecida en la siguiente cláusula el contrato se dará por terminado con efectos inmediatos y en pleno derecho en caso de que el contrato de extracción otorgado por CNH deje de estar en vigor o el vendedor deje de formar parte de dicho contrato, en cuyo caso, las partes se comprometen a suscribir dentro de los primeros días hábiles a que ocurra dicho evento un documento donde se reconozca que el contrato se dio por terminado desde que el Contrato de extracción dejó de estar en vigor o el vendedor dejó de formar parte de dicho contrato.

En caso de que el contrato termine anticipadamente en términos de lo establecido en los párrafos anteriores, el comprador únicamente estaría obligado a pagar el petróleo del vendedor efectivamente entregado y recibido en el punto de

transferencia de propiedad hasta la fecha en que surtan efectos la terminación anticipada.

23. Rescisión

Por incumplimiento del vendedor

En esta cláusula se describen los casos por los cuales el comprador puede rescindir del contrato, sin pleno aviso al vendedor.

- A) En caso de que el vendedor incumpla en su obligación de entregar el hidrocarburo durante 3 meses consecutivos la totalidad del petróleo del vendedor
- B) En caso de que el vendedor incumpla cualquier otra obligación sustancial bajo el contrato y la misma no fue curada en un periodo de 30 días a partir de la reclamación de la otra parte
- C) En caso de que el vendedor realice un acto de corrupción o infracción en materia de *compliance* o cumplimiento legal en realización del contrato
- D) En caso de que el vendedor omita declarar o informar en el procedimiento de contratación, a la firma de contrato o durante la ejecución de este, el haber cometido actos de corrupción o infracción en materia de *compliance* o cumplimiento legal o haber sido sancionado o sujeto a investigación por delitos o infracciones relacionados con actos de corrupción.
- E) En caso de que el vendedor incumpla con cualquiera de las obligaciones previstas en las políticas y lineamientos anticorrupción y en los códigos de ética y conducta del comprador

Por incumplimiento del comprador

El vendedor tiene derecho a rescindir de pleno derecho el contrato sin previo aviso al comprador ante cualquiera de los siguientes eventos

- A) Incumple cualquier obligación de pago de contrato y la misma no fue curada dentro de los siguientes 60 días a partir de su reclamación de la otra parte

- B) Incumple cualquier obligación sustancial bajo el contrato y la misma no fue curada dentro de los siguientes 30 días a partir de su reclamación de la otra parte
- C) En caso de que el comprador incumpla con su obligación de recibir durante 3 meses consecutivos la totalidad del petróleo del vendedor establecido con anterioridad en la cláusula 6
- D) En caso de que el comprador realice un acto de corrupción o infracción en materia de *compliance* o cumplimiento legal en realización del contrato
- E) En caso de que el comprador omita declarar o informar en el procedimiento de contratación, a la firma de contrato o durante la ejecución de este, el haber cometido actos de corrupción o infracción en materia de *compliance* o cumplimiento legal o haber sido sancionado o sujeto a investigación por delitos o infracciones relacionados con actos de corrupción.
- F) En caso de que el comprador incumpla con cualquiera de las obligaciones previstas en las políticas y lineamientos anticorrupción y en los códigos de ética y conducta del comprador

La parte que pretenda rescindir de este contrato debe de notificar dicha circunstancia a la parte en incumplimiento. Una vez recibida dicha notificación, la parte en incumplimiento tendrá un plazo no mayor a 15 días para manifestar lo que a su derecho le convenga. Si dentro de dicho plazo la parte de incumplimiento no justifica la razón del mismo dentro de dicho plazo, la otra parte procederá a rescindir del mismo.

24. Ausencia de terceros beneficiados

Esta cláusula tiene como finalidad exponer que ninguna disposición en el contrato está diseñada ni podrá ser interpretada de tal manera que confiera a persona física o moral o entidad alguna, ningún derecho bajo el contrato.

25. Separación de disposiciones inválidas

Esta cláusula tiene la facultad de separación la invalidez de las disposiciones o cláusulas de dicho contrato, en caso de que cualquier disposición de dicho contrato se

llegase a considerar inválida, tal invalidez no afectará la validez o funcionamiento de cualquier otra disposición de este contrato, salvo en medida de que sea necesario para dar efecto a la interpretación de dicha invalidez.

26. Domicilio convencional para avisos y comunicaciones

Esta cláusula tiene como finalidad establecer los domicilios para avisos y comunicaciones de ambas partes, para todos los avisos, notificaciones y comunicaciones entre las partes, las cuales deberán hacerse en escrito y en español y dichos avisos, comunicaciones y notificaciones tendrán efectos cuando sean recibidos por el destinatario por escrito o vía correo electrónico en las direcciones que se enuncian siguiendo la siguiente estructura

Comprador: Nombre
 Domicilio
 Teléfono
 Correo electrónico

Vendedor: Nombre
 Domicilio
 Teléfono
 Correo electrónico

O en cualquier otra dirección o persona que las partes notifique de la manera antes indicada dada con por lo menos 30 días de anticipación.

Las partes deben establecer los siguientes contactos para recibir y emitir las comunicaciones relacionadas con los aspectos de: emergencias, operación, ejecución, y administración del contrato.

Los avisos y comunicaciones se considerarán enviados si se entregan personalmente con acuse de recibo o por correo electrónico.

Los domicilios y personas señaladas anteriormente podrán ser sustituidos, siempre que sea notificado por escrito a la otra parte.

27. Peritos independientes

Esta cláusula tiene como finalidad establecer el procedimiento en el que se van a invocar los peritos independientes.

En caso de que las partes no lleguen a un acuerdo respecto a contravenías en materia técnica u operacional, incluyendo volumen o propiedades del petróleo del vendedor previo a la entrega en el punto de entrega/transferencia de propiedad o en asuntos relacionados con los pagos debidos conforme al contrato, estas se deben de sujetar a la decisión que tomara un perito independiente.

La parte que decida someter un asunto a decisión de un perito independiente deberá de proponer a la otra parte tres candidatos (la lista de peritos independientes autorizados se incluirá en el anexo del contrato). La parte defensora deberá seleccionar al perito independiente dentro de los siguientes 15 días que se reciba la propuesta.

Las partes podrán actualizar la lista de peritos independientes incluida en los anexos del contrato cuando lo consideren necesario, esto para asegurarse que siempre exista opción para invocar a un perito para aliviar cualquier controversia.

Una vez designado el perito independiente, éste no podrá comunicarse con ninguna de las partes en ausencia de la otra parte a efecto de discutir temas relacionados con la determinación del perito independiente. Dentro de los 15 días siguientes a la selección o designación del perito independiente cada parte proporcionará a éste la información que posea en relación en el asunto en controversia. El perito independiente podrá convenir una o varias reuniones con las partes para establecer los puntos específicos de las controversias y podrán adquirir la información necesaria para

resolver la controversia dentro de un plazo de 30 días máximo 60 días siguientes a que se cuente con la información necesaria.

Para cada controversia que se someta a un perito independiente, las partes representarán un reporte en el que se propongan una solución para la controversia correspondiente; en el entendido de que en el perito independiente deberá seleccionar de entre las propuestas presentadas la propuesta más razonable como su decisión. La decisión del perito independiente es definitiva y vinculante para ambas partes.

28. Seguridad, salud y protección ambiental

Esta cláusula tiene la finalidad de establecer las obligaciones que tendrán ambas partes en materia de seguridad, salud y protección ambiental en el contrato bajo las leyes aplicables.

En esta cláusula se establecen las obligaciones bajo el contrato con estricto apego a las leyes aplicables, en medida de que cualquiera de las partes utilice servicios de terceros (“subcontratistas”) en el cumplimiento de sus obligaciones bajo el presente contrato, se asegurará de que dichos subcontratistas cumplan con sus obligaciones en relación con este contrato con estricto apego a las leyes aplicables. La existencia de subcontratistas no limitará en forma alguna la responsabilidad de las partes bajo el contrato.

En el supuesto que en el manejo de las operaciones se llegase a suscitar alguna emergencia y se requiera el apoyo de la otra parte, de conformidad con las mejores prácticas de la industria, sin transgredir los derechos, ni incurrir en ninguna falta o delito respecto al área o instalación de aquella otra parte.

29. Combate a la corrupción, *compliance* o cumplimiento legal

Esta cláusula tiene la finalidad de establecer la obligación que tienen ambas partes respecto al combate a la corrupción, *compliance* o cumplimiento legal.

Las partes se obligan, durante la ejecución del contrato y mientras los derechos y obligaciones del mismo se encuentran vigentes, a conducirse con ética, probidad y en

apego a las leyes vigentes en materia de compliance o de cumplimiento legal y combate a la corrupción, a sus modificaciones futuras y a las estipulaciones contenidas en el contrato y que cumplirán y adoptarán medidas razonables para asegurar que sus empleados y los de sus filiales cumplan con lo dispuesto en la cláusula.

Cada una de las partes debe de informar a la otra de manera inmediata cualquier acto u omisión que pudiera considerarse como acto de corrupción o infracción en materia de compliance o de cumplimiento legal, y en todo momento deberá de dar acceso a la otra parte y a la autoridad gubernamental a los documentos que en su opinión sean relevantes para determinar dichos actos y permitir las visitas que las autoridades estimen convenientes.

Cada una de las partes deberá de informar a la otra de manera inmediata:

- A) Cualquier acción realizada, petición o demanda recibida que pudieran constituir una violación o infracción a las leyes en materia de compliance o de cumplimiento legal y combate a la corrupción o un incumplimiento a las obligaciones relativas a anticorrupción aplicables que tenga relación al contrato.
- B) Cualquier denuncia, procedimiento o investigación relacionada con actos de corrupción o infracción en materia de compliance o de cumplimiento legal en su contra que tenga relación con el contrato.

En caso de que alguna de las partes se ubique en los supuestos de rescisión del contrato relacionados con actos de corrupción o infracciones en materia de compliance o de cumplimiento legal la otra parte tendrá derecho al resarcimiento por daños y perjuicios por los daños y perjuicios ocasionados por el incumplimiento, sin perjuicio de las sanciones penales o administrativas que pudieran corresponder.

30. Ley aplicable y solución de controversias

En esta cláusula se abordan las leyes aplicables y la solución de controversias para ambas partes.

Este Contrato se regirá, interpretará y aplicará conforme a las Leyes Aplicables de los Estados Unidos Mexicanos.

Todas las desavenencias, discrepancias, disputas, reclamos o controversias que deriven de la interpretación o ejecución de este Contrato, que no hayan sido resueltas por cualquiera de los mecanismos de solución de controversias de la cláusula 25 del Contrato son resueltas definitivamente mediante arbitraje conducido de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) que estuvieren en vigor en la fecha de firma del Contrato, por tres árbitros. Cada parte tendrá derecho a nombrar un árbitro y éstos nombrarán un tercer árbitro que funge como el presidente del Tribunal. Si los árbitros nombrados por las partes no se pusieren de acuerdo en el nombramiento del tercer árbitro en un plazo de 30 (treinta) días, se nombrará conforme al Reglamento de Arbitraje de la CCI. Las partes acuerdan que en se usará idioma español, siendo la legislación aplicable al fondo del negocio las leyes federales mexicanas, sus reglamentos y demás disposiciones aplicables que deriven de los mismos, incluyendo y sobre todo, la Ley de Petróleos Mexicanos, su Reglamento y las diferencias deberán resolverse conforme a estricto derecho; las partes pactan desde este momento por así convenir a sus intereses, excluirse de las disposiciones de árbitro de emergencia a que se refiere el Reglamento de Arbitraje de la CCI. El laudo del tribunal arbitral es definitivo y vinculante, y podrá ser ejecutado por cualquier tribunal competente.

31. Renuncias

En esta cláusula se describe lo pertinente respecto a las renunciaciones bajo el contrato.

Ninguna renuncia por alguna de las Partes con respecto a las acciones que tenga derecho a ejercer en relación con uno o más incumplimientos de la otra Parte, en relación con las obligaciones previstas en este Contrato, constituye o es interpretada como una renuncia a sus derechos frente a un incumplimiento o incumplimientos futuros cometidos por la misma Parte, salvo estipulación en contrario prevista en este Contrato.

Únicamente se podrá considerar que una Parte ha renunciado, liberado o modificado alguno de sus derechos conforme a este Contrato, si dicha Parte lo indica expresamente por escrito.

32. Acuerdo total

Este Contrato, junto con sus Anexos, constituye el acuerdo completo entre las Partes, reemplaza a todas las declaraciones, entendimientos y negociaciones previas entre las Partes en relación con el objeto de este Contrato y, salvo en la forma indicada en la Cláusula 21, no se podrá modificar salvo mediante comunicación por escrito firmada por todas las Partes

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, las Partes firman este Contrato en la Ciudad de México, en la fecha señalada al rubro.

33. Firmas

En este apartado los representantes legales y comerciales del comprador y del vendedor firmarán el contrato.

ANEXOS DE UN CONTRATO DE COMPRAVENTA DE PETRÓLEO

• Anexo A. Acuerdo de medición de calidad y cantidad

Todo contrato de compraventa de hidrocarburos debe de contener como parte de sus anexos un acuerdo de medición de calidad y cantidad a efecto de regular la medición y la calidad de la totalidad del petróleo producido por el vendedor. Con el objetivo de establecer las reglas de medición del volumen y calidad de la totalidad del petróleo producido por el vendedor procedente del área contractual especificada en el contrato de extracción otorgado al vendedor, para cumplir este principal objetivo, el acuerdo de medición de calidad y cantidad deberá de contener las siguientes especificaciones:

1. Se establece el punto de medición fiscal y si así se requiere el punto de medición provisional, el cual es acordado por las partes y aprobado por CNH mediante una resolución conforme a las leyes aplicables.

2. Se especifica el sistema de medición que se usará en el punto de medición fiscal, así como las especificaciones que este deberá de tener para efectuar la medición del hidrocarburo del vendedor.
3. Se debe de especificar los parámetros promedio que deberán ser diariamente aportados de manera automática mediante una interfaz hombre-máquina (corte 24 horas a las 5:00 horas) por los sistemas de medición de acuerdo a la norma API 21.2 sección 10.3.
4. Se especifican las condiciones a las cuales deben de ser reportados
 - i. El volumen de petróleo en condiciones estándar calculado por el computador de flujo se debe de corregir por el factor de encogimiento $\left(\frac{1}{\beta_o}\right)$ con el fin de considerar el efecto del gas disuelto en el petróleo; regularmente es medido a condiciones de 20 grados Celsius y 1 atmósfera
 - ii. Se determina el corte de agua en la línea de descarga
 - iii. Se determina cómo se mide el volumen grueso el cual debe de contemplar el corte de agua
 - iv. Para avalar los comprobantes entrega-recepción el vendedor se debe de entregar diariamente los siguiente
 - Tickets de medición
 - Volumen de aceite neto a condiciones de 68 F y 1 atmósfera
5. Se especifica la frecuencia de revisión del sistema de medición, verificando principalmente el correcto funcionamiento de este, así también se establece la periodicidad con la cual se debe de realizar la calibración y certificación de cada uno de los componentes del sistema de medición.
6. Ambas partes, comprador y vendedor deberán de efectuar análisis de muestreo del petróleo en laboratorios acreditados, cuyos métodos de prueba cumplan con la entidad mexicana de acreditación (EMA) o bien tener equipos, pruebas de laboratorio y personal signatario acreditado por un laboratorio de prueba y ensayo acreditado.

Los parámetros de calidad del petróleo son obtenidos a través del muestreo a la salida de los separadores trifásicos de medición y su correspondiente análisis en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA)

Es necesario que en el acuerdo de medición de calidad y cantidad se incluyan los diagramas ilustrativos donde se cuantifica los hidrocarburos de acuerdo con lo estipulado en el estándar API MPMS Ch. 20.5 sección 6.3

Se establecen las responsabilidades acerca del envío de documentos que conforman el reporte de producción de la zona contractual los cuales son entregados a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como los documentos para la integración y captura a los sistemas institucionales de información de entrega de información.

Se estipula la responsabilidad de la infraestructura necesaria de recolección del hidrocarburo del área contractual en cuestión, así como los puntos de entrega del hidrocarburo.

- **Anexo B. Punto de transferencia de propiedad**

En este anexo se especifican las condiciones de operación en las que el petróleo se entregará, así también se especifica que las partes deberán de tomar como referencia el anexo anterior “Acuerdo de medición de calidad y cantidad” el cual establece el punto de entrega/ transferencia de propiedad.

- **Anexo C. Formato de confirmación de volumen entregado**

Formato convenido por las partes para confirmar el volumen entregado

- **Anexo D. Formato de comprobante de entrega-recepción**

El vendedor se obliga a entregar el reporte mensual de entrega-recepción de calidad y cantidad del petróleo, señalado en el punto 6 del anexo A.

Una vez validada la información se genera un comprobante mensual de entrega recepción que incluye el volumen acumulado, la calidad y el precio de compra para el mes en cuestión.

- **Anexo E. Procedimiento de penas convencionales**

Las partes deben de estar de acuerdo en aplicar el mecanismo de penas convencionales para el petróleo del vendedor que está fuera de tolerancia respecto a los volúmenes establecidos en la cláusula 6.6

Incumplimiento de la entrega del petróleo del vendedor

Si el petróleo entregado por el vendedor para un mes determinado se encuentra dentro de la tolerancia operativa del 0.3%, de conformidad con los registros obtenidos mediante los comprobantes de Entrega-Recepción, no son objeto de la pena convencional. En el entendido de que tampoco es objeto de la pena convencional la entrega de volúmenes superiores del petróleo del vendedor durante el mes respectivo.

Se considera que existe incumplimiento en la entrega del petróleo del vendedor en el punto de transferencia de propiedad, cuando al término de un mes, la suma del volumen entregado en cualquier mes por parte del vendedor no esté dentro de la tolerancia operativa del 0.3% en términos de los registros obtenidos mediante los comprobantes de Entrega-Recepción. En dicho caso, se debe de aplicar un ajuste comercial, el cual consiste en multiplicar el volumen de incumplimiento por el precio establecido en dicho mes, de conformidad en la establecido por el anexo F, aplicando un 5% al monto resultante, mismo que debe de aplicarse al cierre de facturación correspondiente al mes del incumplimiento, de acuerdo con el formato del anexo D del contrato.

Deben de aplicarse las penas convencionales referidas en el párrafo anterior en caso de que alguna de las partes realice tareas de mantenimiento y libranzas, y que no están consideradas dentro de un programa anual de mantenimiento y libranzas, de conformidad con lo establecido en la cláusula 6.8 del contrato.

- **Anexo F. Precio de petróleo y mecanismos de ajuste**

En este anexo se describe la fórmula del precio del petróleo bajo la cual el vendedor y el comprador comercializan el crudo del área contractual en cuestión, esta fórmula es

única y diferente para cada área contractual y es constituida por distintas variables según sean los requerimientos del contrato de compraventa de hidrocarburo.

Algunas variables que puede contener la fórmula del precio del petróleo son las descritas a continuación:

-Constante de rendimiento para el crudo del área contractual en cuestión la cual tendrá un valor aproximado a 1 y es representada con la letra C

-Precio de referencia, dada la naturaleza volátil del mercado y para asegurar que el precio del hidrocarburo sea representativo en el mercado esta variable podrá ser expresado mediante una operación algebraica que tome en cuenta los precios de los crudos Istmo, Olmeca o Maya según sea conveniente, además tener en cuenta que es necesario contemplar un ajuste por temperatura el cual es 1 en el caso de que el hidrocarburo sea medido a 60 F y es aproximado a 1 en el caso de que el hidrocarburo sea medido a 20 C. Comúnmente el Precio de Referencia es apreciado de la siguiente manera Pref

- Margen comercial, esta variable representa el margen de ganancia que tiene la empresa compradora del hidrocarburo en cuestión, comúnmente es un porcentaje del precio de referencia que oscila entre el 3.5% y el 1.5% o una cifra fija dependiendo de los acuerdos logrados entre las partes. La variable de Margen Comercial comúnmente es expresada como CM

-Costos logísticos, esta variable representa los costos logísticos que incluyen servicios de recolección, transporte y tratamiento de la producción desde la asignación en cuestión hasta su punto de venta, cabe destacar que los costos logísticos estarán sujetos a su actualización por los comités, Regulación, Autoridades y/o condiciones operativas correspondientes. La variable de Costos logísticos comúnmente es expresada como CL.

En este apartado también se especifican las modificaciones que la fórmula del precio del hidrocarburo podrá sufrir en caso de que el hidrocarburo del área contractual en

cuestión no cumpla con la calidad API y contenido de azufre pactada entre las partes, lo cual hará acreedor al vendedor de una penalización la cual se realizará mediante un mecanismo de ajuste por menor API y mayor contenido de Azufre la cual se abordará más a fondo a continuación.

Mecanismo de Ajuste

Escalador por desviación en la calidad API y contenido de azufre

El escalador es un mecanismo de ajuste por desviación en la calidad API y contenido de azufre el cual se aplicará en el caso de que exista una desviación por gravedad API y contenido de azufre en % en peso del petróleo utilizados para la elaboración de su fórmula de precio de compra cuyos valores fueron pactados y demostrados mediante análisis de laboratorio.

Este mecanismo de ajuste es aplicado directamente en la constante de rendimiento para el crudo en cuestión la cual para para uso del escalador se expresa de la siguiente forma $C_{API\%S}$ y es igual a la suma de las siguientes variables quedando la constante de rendimiento expresada de la siguiente forma:

$$C_{API\%S} = C + C_{API} + C_{\%S}$$

Es modificada mediante ecuaciones matemáticas las cuales van a depender directamente del tipo de desviación que se presenta, existen 4 tipos de desviaciones

- Tipo 1: Si la gravedad API del petróleo crudo recibido real es mayor al valor de grados API con el cual se elaboró la fórmula entonces el valor de la constante de rendimiento es igual al cero, $C_{API}=0$
- Tipo 2: Si el contenido en % de azufre del petróleo crudo real recibido es menor o igual al valor con que se elaboró la fórmula entonces el valor de la constante de rendimiento es igual al cero, $C_{\%S}=0$
- Tipo 3: Si la gravedad API del petróleo crudo recibido real es menor al valor de grados API con el cual se elaboró la fórmula entonces el valor de la constante de rendimiento es igual a una fórmula matemática la cual estará en función de los

precios corrientes de los crudos de exportación en el mercado cuyos valores de API representen un rango inferior y superior de la gravedad API con que se formuló la fórmula del precio de compra, también se tomarán en cuenta los grados API de dichos crudos así como también el API del crudo real recibido y el API del crudo con el que se formuló la fórmula por una constante de ajuste, entonces C_{API} es igual a esa ecuación.

- Tipo 4: Si el contenido de azufre real recibido del petróleo crudo recibido real es mayor al valor de azufre con el cual se elaboró la fórmula entonces el valor de la constante de rendimiento es igual a una fórmula matemática la cual estará en función de los precios corrientes de los crudos de exportación en el mercado cuyos valores de % de Azufre presentan un rango inferior y superior del % de azufre con que se formuló la fórmula del precio de compra, también se tomarán en cuenta el contenido en % de azufre de dichos crudos así como también el contenido % de azufre del crudo real recibido y el contenido de % de azufre del crudo con el que se formuló la fórmula por una constante de ajuste, entonces C_{API} es igual a esa ecuación.

-

- **Anexo G. lista de peritos independientes**

En este anexo se incluyen listas de peritos independientes para la solución de controversias

- Lista de firmas de contadores para asuntos contables
- Lista de firmas de especialistas en medición para controversias de medición
- Lista de firmas de peritajes técnicos

Cabe recordar que esta lista se podrá actualizar bajo los términos que se marcan en la cláusula “peritos independientes” descrita en el contrato.

- **Anexo H. Capacidad de infraestructura reservada**

En este anexo se describe la capacidad reservada por instalación la cual se observa desglosando el volumen reservado para agua, gas y petróleo en cada instalación como se muestra en la siguiente imagen

Etapa de Producción campo	Instalación del Activo Integral de Producción	Aceite (bpd)	Agua (bpd)	Gas (mmpcd)
Primera Etapa:	Batería (Almacenamiento, bombeo y rectificación)			
	Estación de Compresoras (Compresión de gas de 3 a 42 kg/cm ² .)			
	Oleoducto Batería - TDR 8" Ø x 11.2 km			
	Oleoducto TDR - Planta Deshidratadora 10" Ø x 18.2 km			
	Gasoducto Batería - Estación de compresoras 16" Ø x 2.4 km			
	Gasoducto Estación de Compresoras - TDR 12" Ø x 7.6 km			
	TDE - CPG 16" Ø x 20.7 km			
	Rectificación y Medición de gas a venta en Estación de Medición			
	Deshidratación, desalado y estabilización			
	Medición de aceite a venta			
	Saloducto Planta Deshidratadora - Planta de Inyección de Agua 14" Ø x 15.2 m			
	Planta de Inyección de Agua y pozos inyectoros			

Figura 28. Ejemplo de capacidad de infraestructura reservada

- **Anexo I. inversiones que realiza el vendedor**

En caso de que el vendedor realice inversiones, estas son especificadas en el presente anexo.

En el apartado de notas se deberán de incluir siguientes:

- A) La parte vendedora deberá de realizar los endosos de propiedad correspondientes del equipo a favor del comprador desde el inicio del contrato, conforme a las leyes aplicables.
- B) El vendedor deberá de hacer entrega de las pólizas de garantías respectivas de dicho equipo al inicio de los trabajos del contrato.

C) Se entenderá que las inversiones a las que se refiere el presente numeral se encuentran incluidos los trabajos de suministro, instalación y puesta de operación por parte del vendedor.

- **Anexo J. Plan de Desarrollo y Programa de Trabajo del Vendedor**

Plan de desarrollo-Programa de trabajo

En relación con el plan de desarrollo del vendedor aprobado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mismo que es parte integrante de este anexo para pronta referencia.

Fechas estimadas del programa de trabajo

En este apartado se incluyen las fechas estimadas del programa de trabajo del vendedor, las cuales están sujetas a actualizaciones siempre y cuando el vendedor notifique estas los primeros 10 días de cada mes.

Las fechas estimadas, así como el lugar, el volumen y la actividad a realizarse deberán ser reportadas en el presente anexo bajo el siguiente formato.

- **Anexo K. Acuerdo Operativo**

Ambas partes, el comprador y el vendedor deberán de realizar un acuerdo operativo específico para la asignación en cuestión, este acuerdo deberá de tener los siguientes alcances

- Operar el proyecto de desarrollo del área contractual en cuestión bajo las mejores prácticas de seguridad para ambas partes
- Optimizar la producción del proyecto de desarrollo del área contractual en cuestión bajo las mejores prácticas de la industria petrolera en relación con el mantenimiento preventivo e integral de sus activos
- Definir conjuntamente los criterios para regular las relaciones entre las partes involucradas
- Aplicar las reglas generales sobre los aspectos principales de administración y gestión diaria de la operación (organización, correspondencia, distribución, informes, etc.)

Referencias bibliográficas

- Godoy-Alcántar, J.M., Cervantes-Martínez, G., Cruz-Maya, J.A., Hernández-Buenfil, M.A., & Ramírez-Antonio, I.. (2008). Sistema de medición de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica GLCC®1 para aforo de pozos petroleros. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 9(4), 293-311. Recuperado en 13 de junio de 2024, de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432008000400004&lng=es&tlng=es.
- Flores Quiroga, A. (2018). *Reforma Energetica-Hidrocarburos*. Fondo de Cultura Economica.
- Amexhi, A. (s/f). 22 empresas participan en la producción nacional de petróleo y gas. Amexhi. Recuperado el 1 de mayo de 2024, de <https://www.amexhi.org/comunicados/22-empresas-participan-en-la-produccion-nacional-de-petroleo-y-gas/>
- Romo Rico, D. (2018). La situación de Pemex ante el contexto de la apertura de la industria petrolera en México. *Análisis Económico*, 31(76), 75–94. Recuperado a partir de <https://analisiseconomico.azc.uam.mx/index.php/rae/article/view/63>
- Pemex (2013), *Las Reservas de Hidrocarburos de México, 2012*. México 1 de enero del 2013. Disponible en <www.pemex.com>.
- Pemex, *Anuarios Estadísticos*, Disponible en <www.pemx.com>
- Pemex, *Memoria de Labores*, varios años. Disponible en <www.pemex.com>.
- Pemex, *Principales Elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, 2013-2027*. Disponible en <www.pemex.com>.
- Secretaría de Energía (2013), *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo, 2013-2027*, México. Disponible en <www.pemex.com>.
- Secretaría de Energía (a) (2014), *Estrategia Nacional de Energía, 2013-2027*, México. Disponible en www.pemex.com