



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS
NATURALES

“METODOLOGÍA ESPECIALIZADA PARA REALIZACIÓN DE BALANCES DE
HIDROCARBUROS PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE PRODUCCIÓN”

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA

TUTOR:
M.I. NOEL ERNESTO SANTAMARÍA GUEVARA

Ciudad Universitaria, CD. MX.,
Enero 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel
Secretario: Dr. Ramírez Jaramillo Edgar
Vocal: M.I. Santamaría Guevara Noel Ernesto
1 er. Suplente: M. I. León García Alfredo
2 d o. Suplente: M. C. Escobedo Zenil David

Ciudad de México, México

TUTOR DE TESIS:

M.I. Santamaría Guevara Noel Ernesto



FIRMA

Contenido

ÍNDICE DE FIGURAS	3
ÍNDICE DE TABLAS	4
I. <i>Introducción</i>	5
II. <i>Revisión de la Literatura</i>	6
II.1. <i>Estado del Arte de las Técnicas de Balance</i>	7
II.2. <i>Conceptos Generales</i>	12
II.3. <i>Metodologías Referenciales de Balance</i>	15
II.4. <i>Importancia de las Metodologías de Balance</i>	23
II.5. <i>Marco Regulatorio</i>	24
III. <i>Metodología Propuesta de Balance</i>	26
III.1. <i>Gestión de Información y Construcción de Red Lógica Primaria</i>	27
III.2. <i>Método de cálculo para el Balance Volumétrico</i>	31
III.3. <i>Análisis y aplicación del Factor de Ajuste</i>	33
III.4. <i>Análisis del Diferencial de Volumen y Conclusiones de Balance:</i>	35
IV. <i>Definición y Aproximación de Volúmenes de Entradas y Salidas de los Sistemas de Producción</i>	39
IV.1. <i>Variables Volumétricas de Gas</i>	39
IV.1.i. <i>Autoconsumo de Gas</i>	39
IV.1.ii. <i>Condensación por Transporte.</i>	40

<i>IV.1.iii. Empaque y Desempaque.....</i>	<i>41</i>
<i>IV.1.iv. Encogimiento de Gas</i>	<i>42</i>
<i>IV.1.v. Merms</i>	<i>47</i>
<i>IV.1.vi. Venteo</i>	<i>48</i>
<i>IV.2. Variables Volumétricas de Aceite</i>	<i>49</i>
<i>IV.2.i. Encogimiento de Aceite.....</i>	<i>49</i>
<i>IV.2.ii. Fugas</i>	<i>50</i>
<i>V.3. Resumen de Parámetros</i>	<i>51</i>
<i>V. CASOS DE ESTUDIO Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA</i>	<i>54</i>
<i>V.1. Caso 1: Campo de Gas Seco Región Norte.....</i>	<i>54</i>
<i>V.2. CASO 2: Operador con dos campos en confluencia.....</i>	<i>57</i>
<i>VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</i>	<i>62</i>
<i>Referencias.....</i>	<i>64</i>
<i>Nomenclatura</i>	<i>67</i>
<i>Apéndice 1.....</i>	<i>69</i>
<i>Apéndice 2.....</i>	<i>71</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Expresión general de Balance.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2. Clasificación de Balances.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 3. Visión general del procedimiento de Asignación y medición de la producción.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 4. Ejemplo de esquema de red primaria.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 5. Agrupación de volúmenes en cada Nodo.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 6. Diagrama de Flujo de la Metodología de Balance Volumétrico...35</i>	
<i>Figura 7. Continuación del Diagrama de Flujo de la Metodología de Balance Volumétrico.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 8. Seguimiento del Factor de Ajuste.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 9. Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional. (Pemex Exploración y Producción, 2012).....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 10. Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país. (Pemex Exploración y Producción, 2012).....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 11. Balance y Seguimiento del Factor de Ajuste del Caso 1.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 12. Esquema de producción Caso 2.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 13. Balance y seguimiento del Factor de Ajuste Caso 2, Campo 1.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 14. Balance y seguimiento del Factor de Ajuste Caso 2, Campo 2.....</i>	<i>60</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Consumos de Gas de Instrumentos y Equipos.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 2. Factor de Encogimiento por transporte vs Densidad Relativa del Gas.</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 3. Encogimiento por impurezas en CPG de diferentes Regiones de México.</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 4. Recomendación práctica de Cálculo de Autocomsumo en Equipos</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 5. Datos de Producción Caso 1.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 6. Datos de Producción y Balance Campo 1.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 7. Datos de Producción y Balance Campo 2.</i>	<i>59</i>

I. Introducción

La Reforma Energética contempló nuevos esquemas de trabajo donde diversos operadores petroleros se incorporarán a la exploración y explotación de campos en el territorio nacional. La cuantificación de la producción y sus inventarios representa un reto, tanto para los operadores petroleros como para las entidades de regulación mexicanas. Por una parte, el operador debe conocer los volúmenes, condiciones, características y calidad de los hidrocarburos que produce, para contar con información técnica del diseño y desarrollo de instalaciones, poder controlar y optimizar su extracción de hidrocarburos, establecer escenarios y estrategias idóneas de producción, y con ello maximizar sus ganancias. Por otra parte, las Secretarías de Hacienda y de Energía, así como las diversas entidades de regulación, deben velar por los intereses de la nación, en cómo y cuánto se explotan los hidrocarburos, así como en los dividendos que estos generen, los cuales quedan fuera de control sin la debida medición de los volúmenes producidos y sus inventarios, contabilizados a partir de un Balance.

Los Balances volumétricos permiten supervisar el comportamiento de los volúmenes de entrada y salida de los hidrocarburos producidos, de tal manera que se pueden identificar valores que sean anormales o estén fuera del rango operacional convencional, siempre y cuando se dispongan de los datos de medición y producción necesarios desde Pozos hasta los Puntos de Medición y se tengan las competencias necesarias para estimar y cualificar los valores faltantes.

El objetivo de este estudio consiste en establecer una metodología de Balance de hidrocarburos de todo el Sistema Integral de Producción, tanto de campos de aceite como de gas no asociado, que de validez y certidumbre al control y cuantificación de la producción. Lo anterior tiene como objetivo secundario optimizar la producción, aumentar la rentabilidad de los campos y mejorar el control estadístico de los volúmenes producidos.

II. Revisión de la Literatura

Los Balances constituyen una de las herramientas de análisis más importantes con las que cuenta la ingeniería de producción y se utilizan para contabilizar los flujos de materia y energía entre los componentes de un Sistema Integral de Producción o entre las distintas operaciones que lo integran. También es un método utilizado para mejorar las mediciones de pozos individuales a partir de la producción total obtenida en el sistema de producción o de almacenamiento, y que estas mediciones sean justas y equitativas ya que la producción total puede estar dada por pozos de diferentes compañías por lo tanto poseen diferentes intereses.

Las metodologías de balance volumétricas o de materia en general determinan que fracción del total de la producción es destinada a cierto pozo, esto ayudando a conocer pérdidas que no se consideraron en el sistema con el fin de reducirlas o tenerlas a consideración en procesos posteriores, al igual ayuda reducir capital y costos de operación ya que la medición se hace en instalaciones superficiales.

La conciliación de datos para el análisis y monitoreo de variables de proceso mediante la detección de errores grandes en los balances másicos, energéticos y volumétricos inició su desarrollo a nivel industrial en las plantas de procesos químicos en los años 60's en donde el objetivo principal fue la optimización de los recursos para la obtención de una reacción química completa.

Posteriormente se utilizó esta metodología para la detección de oportunidades de mejora en los sistemas de medición que componen un Balance, en donde se enfocó su desarrollo a la identificación de pérdidas y sus magnitudes. Adicionalmente permiten corregir los errores de medición que tienen los instrumentos, estimar parámetros no medidos y detectar posibles fallas en los instrumentos, tener una visión más detallada del proceso, contabilizar de forma más precisa, mejorando la calidad y reduciendo las pérdidas de producción.

II.1. Estado del Arte de las Técnicas de Balance

Antecedentes de la Asignación de Producción

La Asignación de hidrocarburos (Gregory, 1995), en un contexto y alcance más amplio que al simple proceso de repartición de hidrocarburos, comúnmente se refiere a la contabilidad de hidrocarburos en la que se incluye: la asignación de volúmenes, almacenamiento de datos, administración de aplazamientos (libranzas) y notificación de datos. Al-Obaidani y Al-Sibani (Al-Obaidani, 2009) demostraron que un factor aceptable de conciliación de producción debe estar dentro del rango de 0.9 a 1.1, destacando que el proceso de Asignación de hidrocarburos es fundamental para la presentación de datos precisos, la administración de libranzas, optimización de la producción y la gestión eficaz de pozos y yacimientos. La Asignación de producción en este caso se logra comparando el hidrocarburo medido fiscalmente con la producción estimada de todos los pozos que fluyen. Este proceso genera el factor de conciliación que se utiliza para corregir la producción teórica estimada de cada flujo de fluido y reasignado a cada pozo, reservorio o concesión. Esto ayuda a establecer la secuencia:

- Distribución adecuada de los volúmenes de producción desde el embalse o pozo hasta la terminal
- Validar la integridad de los datos de producción
- Proporciona información para una contabilidad financiera creíble
- Mejora la planificación y la previsión de la producción
- Ayudar en la optimización del sistema de producción

Entonces, el factor de conciliación queda definido por:

$$\textit{Factor de conciliación} = \frac{\textit{Volumen de producción preciso}}{\textit{Volumen de producción teórico}}$$

Lerma et. Al. (Lerma, Simonton, & Wadle, 2006) afirmaron que el enfoque convencional para la asignación de la producción es que las pruebas de pozo son realizadas mensualmente utilizando la última prueba de pozo (a veces un período de prueba de más de un mes) para conciliación o ajustada a la medición fiscal que se supone más precisa. Esto forma la "Regla básica" para el proceso de asignación de producción. Desde este

enfoque convencional, la prueba de pozo se lleva a cabo durante aproximadamente 6 horas en condición estable y se supone que ésta es la tasa real de pozo para todo el mes, que luego se utiliza para la asignación de producción. Esta suposición de que el pozo permanece en esta misma condición durante el mes o siempre que sea posible realizar otra prueba no es correcta porque hay muchas condiciones que afectarán el caudal del pozo. Tal impacto incluye cambios en la presión régimen cuando los pozos se cambian a diferentes líneas de flujo, obstruyen la erosión, el cierre de la planta o el cierre del pozo y durante la subida o bajada del pozo.

Allocation Production (Asignación de Producción)

Una práctica común de la industria es combinar la producción, ya sea en el fondo del pozo o en la superficie. El manejo de mezclas de hidrocarburos es rentable en múltiples escenarios de producción como en plataformas, sistemas de recolección o centros de procesos, donde se centraliza tanto el manejo, el procesamiento y la distribución de los hidrocarburos. En estas situaciones, es un desafío determinar los caudales individuales de cada capa o pozo. Una práctica operativa es aislar cada pozo y determinar qué fracción de la producción total puede atribuirse a cada unidad. Esta fracción se usa luego para asignar la producción hasta que las fracciones individuales puedan ser medidas de nuevo. A menudo se requieren métodos de asignación de producción por agencias reguladoras y puede requerir costosas intervenciones a pozos en términos de producción diferida y terminaciones de pozos más complejas conocidas como "pozos inteligentes".

Muchos campos de petróleo y gas combinan la producción de petróleo y/o gas de varios pozos antes de tomar mediciones de flujo. Otra práctica común de gestión de yacimientos es combinar producción de yacimientos apilados separados en una misma tubería de producción. Estas prácticas generan incertidumbre sobre que tanto fluido se produce de un pozo o yacimiento dado, ya que las mediciones del gasto se toman aguas abajo de donde ocurre la mezcla.

Actualmente para determinar la tasa de producción de un solo pozo de debe cerrar la producción de los otros o alinear el flujo de producción para que cada pozo se pueda determinar a partir de un separador de prueba. La producción mixta de pozos o de

yacimientos apilados a menudo utilizan herramientas de registro de producción que tienen spinners, los cuales permiten inferir las tasas de producción de cada zona.

Explicación del método

La asignación de la producción hasta ahora se benefició de diferentes técnicas experimentales, desarrolladas desde los 80's (Slentz, 1981). Estas técnicas se refieren principalmente al análisis fisicoquímico de los aceites mezclados (Kaufman et al., 1990) y permiten realizar una detallada continuidad y análisis de compartimentación del depósito, por ejemplo, establecer si una falla está sellada o no, cuáles son las barreras hidráulicas en un depósito (si las hay) y así sucesivamente. En el contexto de esta disciplina, generalmente llamada geoquímica de yacimientos, (Kaufman et al. 1987 y 1990), Nicolle et al. (1997) y Hwang et al. (2000) propusieron asignar tipos de petróleo provenientes de yacimientos apilados a formar una producción combinada a través de curvas de calibración de mezcla derivadas de mezclas sintéticas preparadas en el laboratorio, relaciones de picos cromatográficos de gases de picos seleccionados y una técnica simple de minimización de datos. Posteriormente, McCaffrey et al. (2006, 2011 y 2012) y Nouvelle (2012) propusieron diferentes técnicas avanzadas para la asignación de la producción, respectivamente, basadas en la minimización de alturas de pico y una técnica estadística más refinada de minimización de datos.

Esta técnica de Balance está fuertemente ligada al Manual y Estándar de Medición por Asignación, **Capítulo 20.1 del API** (*Allocation Measurement Standard, API Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 20.1*), el cual fue desarrollado en respuesta a un deseo manifestado por las agencias reguladoras federales y estatales (de EUA) para hacer referencia a los estándares de medición API. En 1986, varias agencias reguladoras comenzaron a exigir a la industria petrolera que usara el "Manual API de Estándares de Medición de Petróleo" para medir la asignación en tierras arrendadas federales y estatales, pero dicho manual se redactó específicamente para la medición de la transferencia de custodia, lo que no era apropiado para la medición de la asignación. Entonces en este escenario regulatorio, se le exigía a la industria utilizar una norma que no aplicaba a su realidad operativa.

El Comité API de Medición de Petróleo respondió en la primavera de 1987 encargando a un grupo de trabajo que inspeccionara la industria y determinara si era necesario un estándar para la asignación de producción. Después de determinar que realmente existía la necesidad, en el otoño de 1987 se contrató a un grupo de trabajo de API para desarrollar el alcance y el campo de aplicación de tal estándar.

Se realizó una segunda encuesta en el otoño de 1987 para verificar los tipos de equipos utilizados, el diseño típico de las instalaciones de medición y los procedimientos operativos típicos utilizados para la medición de asignación de producción. El capítulo 20.1 del Manual API de Normas de Medición de Petróleo, es el resultado de esa encuesta de la industria y los esfuerzos del grupo de trabajo.

Experiencias Industriales

Szatny (2007) mostró que en la asignación de producción en tiempo real y el monitoreo de las pruebas de pozos para cada pozo individual se realiza enrutando el pozo generalmente a través de un separador trifásico o multifásico. medidor y se mide la producción real de agua, petróleo y gas. Sin embargo, la disponibilidad de tiempo real de los datos puede mejorar significativamente este proceso de asignación de producción si estas señales en tiempo real pudieran ser utilizados perfectamente para mantener las pruebas de pozos "continuas" de cada pozo individual. (Udofia E. E., 2012)

Cramer et al (2006) demostraron estas capacidades de prueba de pozos "continuas" mediante el uso de FieldWare Production Universe (FW PU), que es una aplicación de software desarrollada por Shell. Universo de producción de FieldWare comúnmente llamado "PU" es una aplicación basada en datos que proporciona producción de petróleo, agua y gas en tiempo real en cada pozo de forma continua. (Udofia E. M., 2012)

Goh et al (2008) describieron el trasfondo de "PU" como una aplicación de modelado que actúa como un medidor trifásico "virtual" para todos los pozos y para todo el tiempo. las bases de diseño de PU aprovechan al máximo los resultados reales de las pruebas de pozo y la producción disponible en tiempo real. La Medición de señales en operaciones de producción convencionales teniendo en cuenta los cambios de velocidad observados para registrar los rangos de producción esperada del pozo en condiciones normales de operación. Generalmente en el Campo Bonga, ubicado en aguas profundas del Delta del

Níger en Nigeria, estos rangos de datos se adquieren durante la campaña semestral de pruebas de pozos de tasas múltiples, comúnmente llamada prueba de pozo MER (tasa de eficiencia máxima). Este resultado sirve como entrada para FieldWare Production Universe para generar los modelos "basados en datos" para cada uno de los pozos en la topografía del Universo de producción. Las entradas se conocen comúnmente como puntos de prueba. Estos modelos generados establecen una relación entre flujo trifásico del pozo durante la prueba del pozo real con las señales del cabezal del pozo e instrumentación de fondo de pozo, como la presión de fondo de pozo, la presión del cabezal de la tubería de flujo y la posición del estrangulador. (Udofia E. M., 2012)

A nivel industrial la conciliación de datos ha sido utilizada por grandes compañías del sector del petróleo como PEMEX, quienes venían presentando pérdidas no identificadas del orden del 2% al 3.5% y bajo esta metodología trabajan para mitigarlas al 1% para finales del 2014 y la Compañía Brasileira PETROBRAS, los cuales aplican la conciliación de datos desde el mes de 17 Agosto del 2005 en la mayoría de sus refinerías, permitiéndoles identificar las fugas en los procesos, desviaciones inesperadas de Flujo, perdidas de producto y errores en los dispositivos de medición mejorando la calidad de los datos y el alto rendimiento de los procesos. (Quiroz López, 2014)

La detección de grandes errores mediante la conciliación de datos ha sido objeto de estudio de organismos internacionales como el API (*American Petroleum Institute*), la EPA (*U.S. Environmental Protection Agency*) y publicaciones especializadas como el *Journal Oil and Gas*.

Según la publicación "*Actividades reguladas en materia de petrolíferos, petroquímicos y bioenergéticos*" de la **CRE (2018)** los puntos en donde se realizan balances de hidrocarburos se definen como:

Baterías de Separación. - Es el primer punto en donde se puede realizar un balance ya que a los separadores llega la producción total de los pozos cercanos o de alguna otra planta de producción mediante un manifold de recolección el cual es un sistema de recolección en donde dos o más producciones individuales se unen transfiriéndolo a una producción acumulada denominándolo una entrada o corriente arriba de cierto nodo.

En cuestión a la salida o corriente abajo, se presenta una gran diversidad entre las cuales se tiene la salida de agua hacia plantas, salida de aceite, gas a compresores o plantas de bombeo, quema, venteo, procesos de autoconsumo de gas, otras baterías de separación, puntos de almacenamiento, etc.

Centrales de Almacenamiento. - En estas instalaciones se juntan diferentes corrientes hacia un punto específico (tanque de almacenamiento), el cual es un contenedor de gran magnitud que almacena generalmente aceite para posterior ser llevado a centros de comercialización. Su principal fuente de ingreso de aceite son las baterías de separación.

Puntos de Entrega-Recepción. - Puntos en donde existe una acumulación de fluidos provenientes de otras instalaciones de producción, dándoles un último acondicionamiento para ser llevados finalmente a puntos de venta.

II.2. Conceptos Generales

Para describir el proceso de Balance de Hidrocarburos es importante definir conceptos que se utilizarán para su desarrollo:

Aforo de Pozo: Es el conjunto de operaciones encaminadas a determinar los volúmenes de aceite, agua y gas representativos de un pozo en particular, a determinadas condiciones de flujo, siendo la medición a boca de pozo y la medición individualizada en batería de separación las operaciones más comunes de aforo. Se recomienda que los aforos se lleven a cabo con pozo estabilizado (a presión constante en cabeza de pozo o a la entrada del separador/medidor correspondiente y sin evidencias de bacheo severo) y con duración mínima de 12 horas.

Balance: Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y calidad a condiciones de referencia, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua, nitrógeno u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado. Dicho sistema puede ser discretizado a conveniencia del analista en turno, como puede ser un clúster de pozos, una instalación superficial de producción, un campo petrolero, un Área Contractual, una Región petrolera, etc., o un conjunto de las anteriores.

Error de Medida: Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia. El valor de referencia puede ser el valor de un patrón de medida o un valor convencional.

Error Máximo Permitido: Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentaciones, para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

Medición de Hidrocarburos: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la Medición de volumen y calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición.

Medición Operacional: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia.

Medición de Referencia: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros Sistemas de Medición con menor Incertidumbre de Medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos.

Medición de Transferencia: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro Operador Petrolero o se integran al sistema de Transporte o de Almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el Punto de Medición, en su caso.

Nodo: Puntos principales y constituyentes de la red lógica que pueden adoptar la representación de pozo, instalación, proceso, afluente o equipo; según sea conveniente para realizar la agrupación de volúmenes a balancear.

Punto de Medición: Punto en donde se llevará a cabo la medición y determinación de la Calidad de cada tipo de Hidrocarburo. Para el caso de la presente metodología, este punto representará la frontera final del sistema y deberá tener la menor incertidumbre entre todos los medidores del sistema de producción.

Volumen Referencial por Nodo: Suma o agrupación de los volúmenes que definen la aportación específica de cada nodo al sistema, cuya expresión general es: Volumen Referencial por Nodo = Volúmenes de Entrada + Volúmenes de Inventarios – Volúmenes de Salidas.

La expresión general de Balance puede ser definida de la siguiente forma:

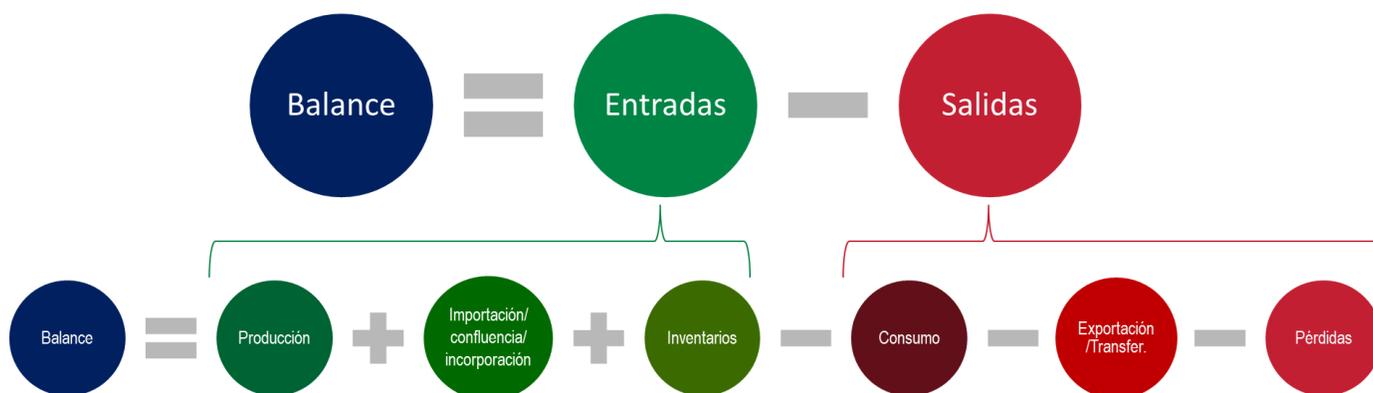


Figura 1. Expresión general de Balance.

(Fuente: Elaboración propia)

De dicha expresión se puede inferir que la precisión del **Balance depende de la calidad y veracidad** de los datos de entradas (mediciones de operacionales o de referencia sin ajuste alguno), de los datos de salida (datos de Puntos de Medición), de la habilidad del integrador del Balance para determinar/aproximar los datos no medidos y, además, la complejidad del Balance dependerá del universo de variables a integrar.

Las metodologías de Balance pueden ser catalogadas de la siguiente forma:



Figura 2. Clasificación de Balances.

(Fuente: Elaboración propia)

II.3. Metodologías Referenciales de Balance

Asignación, distribución o reparto de la Producción (*Allocation Production*)

La asignación se define como el proceso de hacer coincidir las mediciones volumétricas o medición de producción másica a lo largo de cada una de las etapas de la cadena de producción. Esta repartición no es nada más que un balance de materia de un sistema “cerrado” con múltiples entradas y salidas de corrientes.

El Manual de Estándares de Medición del API, en su capítulo 20.1 define al *Allocation* como el Proceso matemático para determinar la proporción de fluidos producidos a partir de entidades individuales (zonas, pozos, campos, arrendamientos o unidades de producción) en comparación con la producción total de todo el sistema (yacimiento, sistema de producción y sistemas de recolección) para determinar el valor o propiedad para atribuir a cada entidad (API MPMS 20.1, 1993).

Dentro de esta asignación de volúmenes, la medición de la producción a partir de entidades individuales (zonas, pozos, campos, arrendamientos o unidades de producción) se utiliza para determinar el porcentaje de hidrocarburos y contenidos de fluidos o energía asociados para atribuir a cada entidad, en comparación con la

producción total de todo el sistema (yacimiento, sistema de producción, sistema de recolección). Es común que esto se requiera cuando las entidades tienen dos o más propietarios de intereses laborales diferentes, o cuando tienen diferentes obligaciones de regalías. (API MPMS 20.1, 1993)

Dado que hay pocas o ninguna medición confiable del fluido producido por un pozo individual, no existe una metodología sencilla para determinar la producción que proviene de un pozo o de un yacimiento específico, pero la *allocation production* permite la asignación de la producción a cada pozo, siendo esto crucial debido a razones financieras y técnicas. (McMullen, 2016).

Los elementos del procedimiento de Allocation se integran esquemáticamente de la siguiente forma:

Visión general del procedimiento de Allocation y medición de la producción

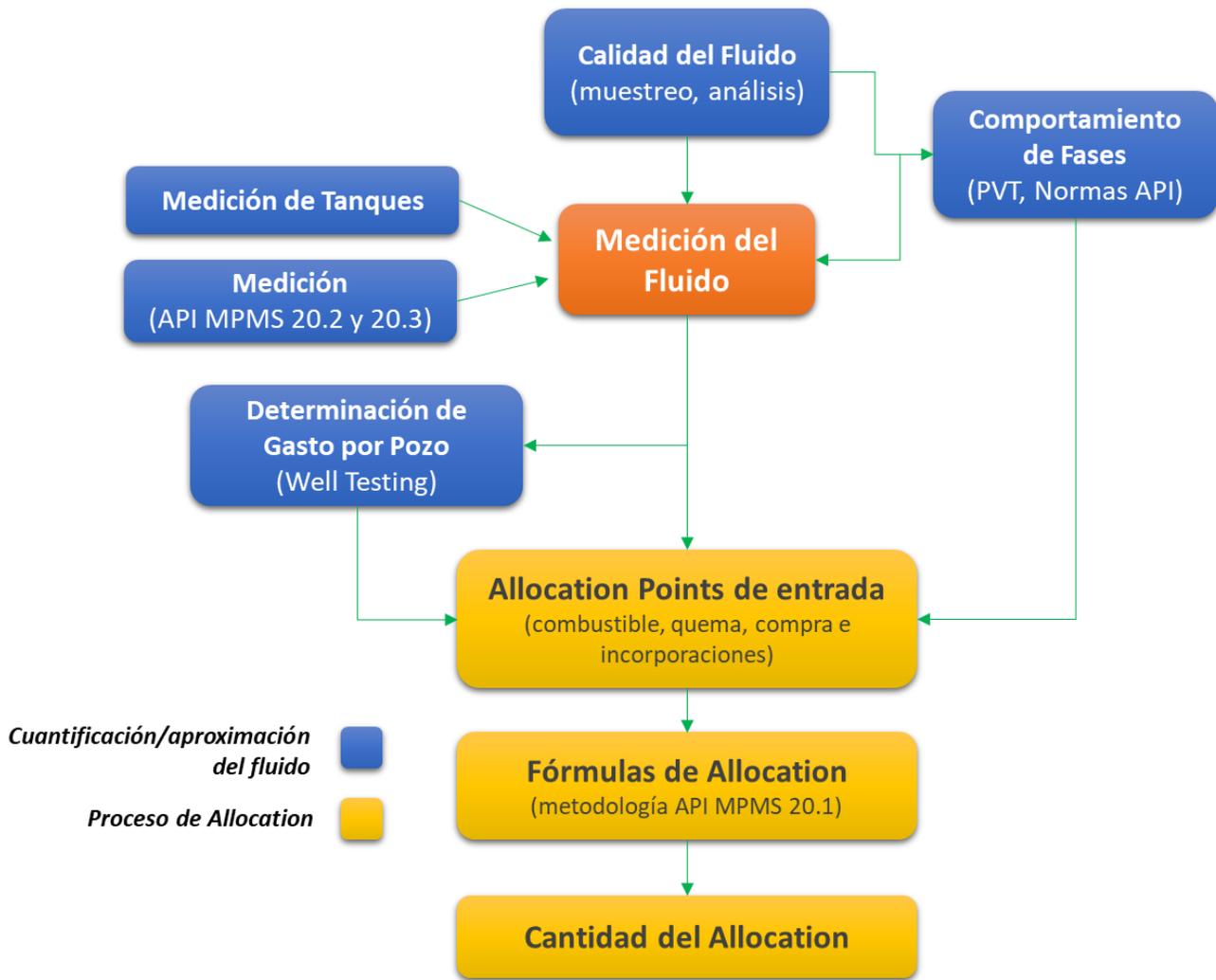


Figura 3. Visión general del procedimiento de Asignación y medición de la producción.

(Fuente: Elaboración propia con información de API MPMS 20.1)

Asignación de ventas (*Sales allocation*)

Se asigna un volumen o flujo másico vendido en los puntos de transferencia de custodia, baterías o pozos, el total de volumen asignado en esos puntos es igual al volumen o flujo másico vendido. Para fines contables de producción.

Asignación Pera/Campo/Plataforma: (*Pad/Field/Platform allocation*)

En esta aplicación la producción de varias peras (campos o plataformas) se mezclan y el total del flujo másico se mide. El desafío es conciliar la producción total proveniente de todos los campos.

Asignación de pozos: (*Well allocation*)

En este caso la producción de varios pozos se mezcla en un cabezal de producción. Para asignar toda la producción de los pozos, incluyendo pérdidas por quema, venteo o combustible. El total de los volúmenes asignados a los pozos para una asignación de producción es la suma de las ventas y las pérdidas por quema y venteo.

Asignación hacia atrás: (*Backallocation*)

Proceso de asignación de los volúmenes de producción en cada nodo de una red de producción hacia atrás, desde los puntos de ventas o transferencia de custodia hacia ductos y baterías de separación hasta llegar a los pozos o yacimiento. Muchas veces las reasignaciones pueden ser un problema por posibles consecuencias fiscales, discusiones en las operaciones de transferencia de custodia ya que por la participación de diversos operadores el no cumplir con lo demandado tiene un impacto financiero a largo plazo en todos los proyectos. (Pineda Pineda, 2016)

Balance de materia (o de materiales)

Un inventario sobre el material total (por ejemplo, volumen, energía, masa) dentro de un sistema, ya sea en un instante de tiempo o entre dos instantes de tiempo que contabilizan el material que entra y sale del sistema, acumulándose dentro del sistema, o consumiéndose dentro del mismo. (API MPMS 20.1, 1993).

En un proceso de asignación de la producción, se establece un balance de materia para comparar las cantidades de entrada con las cantidades de salida para asignar

equitativamente la producción final combinada de las fuentes. Para lo cual se estableció un balance de materiales basado en la siguiente ecuación:

$$\textit{Cantidad de flujo} = \textit{Cantidad de flujo que sale} + \textit{Cantidad consumida} + \textit{Cantidad acumuladas} \dots \text{Ec. 1}$$

El tipo de balance de materia se definirá en función de los fluidos a asignar. Típicamente, la salida del balance de materia es gas o petróleo de calidad de exportación. Las entradas de balance de materiales incluyen producción a nivel de pozo o campo, y están determinadas por las mediciones de fluidos disponibles (por ejemplo, flujo, calidad del fluido) y el diseño de las instalaciones productoras, los acuerdos de propiedad o socios, las obligaciones contractuales comerciales y las directivas reglamentarias locales. Cambios volumétricos y conversiones de fase (es decir, transferencia de masa hacia y desde hidrocarburos gaseosos y líquidos) se contabilizarán en el balance. (API MPMS 20.1, 1993)

El Manual de Estándares de Medición del API, en su capítulo 20.1, considera los siguientes elementos como constituyentes de entradas, salidas y acumulaciones:

Cantidades de entrada:

Las cantidades de entrada de campo se miden normalmente en el nivel del separador, o pueden ser una combinación de mediciones individuales, como las entradas de pozo sumadas.

Suministros de cantidades de entrada:

1. Pozos (individualmente o mezclados)
2. Campos (individualmente o mezclados)
3. Recompra de petróleo y gas
4. Flujos reciclados, como el gas lift y el aceite de garantía de flujo
5. Gas combustible suministrado externamente.

Cantidades de salida:

Suministro de cantidades de salida (API MPMS, 2019):

1. Exportar petróleo y gas (por ejemplo, ventas).
2. Agua producida.
3. Flujos reciclados, como el gas lift y el aceite de garantía de flujo
4. Gas combustible exportado.

Cantidades consumidas:

Suministro de cantidades consumidas (API MPMS, 2019):

1. Gas de combustión.
2. Gas de venteo.

Cantidades acumuladas:

Las cantidades acumuladas pueden ser positivas o negativas, dependiendo de las rutas de flujo durante el período de allocation, es decir si hay acumulación neta en los tanques de inventario de petróleo llenos con la producción de entrada durante el período de asignación, entonces la cantidad acumulada es positiva. Si hay una descarga neta de los a la salida durante el periodo, entonces la cantidad acumulada es negativa. El suministro de cantidades acumuladas es:

1. Inventario del tanque de aceite.
2. Line fill.
3. Line pack.

Modelo Volumétrico

El modelo volumétrico mejor, conocido como prorrateo de producción, es una técnica que se utiliza comúnmente para asignar la producción volumétrica de hidrocarburos para cualquier punto de venta en el que se disponga la utilización de este método (pozos, baterías, tanques de almacenamiento ductos, etc., por mencionar algunos) en este caso solo se consideraron las etapas de distribución y comercialización (de baterías hasta los puntos de ventas, exportación o entrega de custodia).

-Procedimiento de Cálculo del Modelo Volumétrico: En el caso del modelo volumétrico, el procedimiento es relativamente sencillo, primeramente, la asignación de producción parte de lo que se denomina balance de materia en donde todo lo que entra al sistema debe de ser igual a lo que sale de este; al obtener los resultados, se practica la asignación hacia atrás lo que en ingles se conoce como Backallocation, bajo esta consideración en la cuantificación de volumen se espera que todo volumen dispuesto desde los activos hasta el punto de venta sea el reportado y debidamente remunerado, el Backallocation es una forma de rectificar y asignar el correspondiente volumen obtenido en el punto de venta y hacer la distribución a cada punto que haya aportado un volumen al sistema.

Cuando por diferentes motivos (mermas o empacamientos en los ductos, equipo mal calibrado, etc.) lo reportado no es igual a lo que es enviado, es necesario obtener un factor de corrección para posteriormente aplicar el Backallocation y así ajustar el volumen a lo largo de cada nodo o punto de interés en donde se haya dispuesto el hidrocarburo, con esto obtenemos como referencia el volumen esperado, el ajustado con método de Backallocation y las diferencias para cada uno de estos puntos.

Este procedimiento es aplicado a un ejemplo práctico, basados en los cambios que se aplicaron a la Reforma Energética en el ramo petrolero, con respecto a la participación de diferentes empresas operadoras que licitaron bloques de producción y extracción, las cuales resultaron ganadoras. Estas compañías comparten infraestructura existente perteneciente al área de logística de Pemex, la cual en conjunto con cada operadora deberán garantizar la justa repartición de acuerdo a la producción correspondiente de cada una de ellas. (Pineda Pineda, 2016)

Modelos de Simulación de Flujo Multifásico en Estado Estacionario

Apoyada en la caracterización de flujos mediante correlaciones de Flujo Multifásico, permite realizar los cálculos necesarios para obtener volúmenes de hidrocarburos en modelos de redes, brinda la facilidad de poder obtener los cálculos si solo se cuenta con medidores de variables físicas como la presión y la temperatura en tiempo real o adquisición manual y no con medidores de flujo directo.

-Procedimiento de Cálculo de Flujo: Existen ecuaciones que relacionan el flujo tanto de aceite como de gas, con algunas propiedades y condiciones de flujo tales como: el diámetro de la tubería y su longitud, las presiones corriente arriba y corriente abajo, propiedades físicas macroscópicas, el factor de fricción, el factor de eficiencia de las líneas, etc., y la mayoría de estas ecuaciones se basan en la ecuación de Bernoulli, la ecuación de Continuidad (para el aceite); y la ecuación General de Flujo para el gas. La resolución de dichas ecuaciones proporcionará una aproximación numérica del volumen manejado por un sistema a ciertas condiciones de flujo.

Modelos integrados de Simulación Composicional

Cumple con el objetivo general de la medición composicional, modelos de continuidad, balance de materia y es útil en los casos donde se requiera conocer las composiciones incluso cuando el gas contenga componentes no hidrocarburos y se tenga que cuantificar su volumen para calcular los costos asociados a diferentes procesos, por ejemplo, el endulzamiento en instalaciones compartidas.

-Procedimiento de Cálculo del Modelo de Integración Composicional: La relación de flujo de masa de un fluido que circula en una tubería o ducto, es proporcional al área de la sección transversal (A) de la tubería o ducto, densidad (ρ) y la velocidad media del fluido (V_m):

$$m = \rho V_m A \quad \dots \text{Ec. 2}$$

Para determinar el cálculo del flujo másico por componente, se requiere conocer el flujo másico total de la mezcla, la densidad del fluido, la velocidad, el área normal del ducto, propiedades volumétricas de cada fase, composición de la fase gaseosa, entre otros.

Balance Energético de Hidrocarburos

Utilizado en enfoques administrativos, este es utilizado para obtener una equivalencia entre el aceite y gas a una misma cantidad energética, en este caso se utiliza el denominado “crudo equivalente”.

El crudo equivalente es la expresión de gas o derivados de hidrocarburos expresado en barriles de crudo, esto para llegar a una unidad en común.

Un barril de petróleo crudo equivalente (BCPE) en términos energéticos es igual a la siguiente fórmula:

$$BCPE = 6.119 \times 10^6 \text{ [Joules]} = 5.8 \times 10^6 \text{ [BTU]} \quad \dots \text{ Ec. 3}$$

Relacionándolo con la mezcla mexicana se obtiene un factor regional el cual un barril de petróleo crudo equivale a 5015.5 metros cúbicos de gas.

Normalmente este tipo de Balance toma como base un análisis de Balance volumétrico o másico y que al conjuntarse con una variable de potencial energético (como el Poder Calorífico del gas) deriva en la determinación de cantidades de energía que entran, consumen y salen de un sistema determinado.

II.4. Importancia de las Metodologías de Balance

El uso del Balance y Asignación de Producción (*Back Allocation*) es crucial en la industria petrolera para facilitar la asignación precisa de la producción real y los volúmenes de inyección en cada nodo de una red de producción. Es vital contar con sistemas optimizados, que puedan calcular resultados precisos con un tiempo mínimo de respuesta para el análisis de producción, de modo que las decisiones de gestión se puedan tomar a tiempo para evitar cualquier pérdida de producción. (Hamad, 2001)

En campos con gastos de producción considerablemente variables, con las correspondientes consecuencias que ello involucra como la modificación de esquemas de producción e inyección de fluidos, el Balance mejora la precisión de la estimación de la producción y consecutivamente mejora el comportamiento de los pozos al optimizar los procesos de gestión de los yacimientos y su explotación. (Udofia E. M., 2012)

El Balance como herramienta de seguimiento a la producción, medición y procesos asociados, proporciona elementos de análisis, control e identificación de áreas de mejora.

Actualmente se han identificado tres (3) tipos de fuentes generadoras de errores significativos en la contabilización de hidrocarburos líquidos asociados a:

1. Almacenamiento en tanques (medición estática): Errores asociados al almacenamiento en tanques generados por incertidumbre en la determinación de las lecturas de nivel de producto, lecturas de nivel de agua libre, pérdidas de producto por evaporaciones, pase en válvulas y/o contracción por mezcla de productos, tabla de aforo sedimento en el fondo de los tanques, temperatura del producto y acumulación de agua en los tanques que tienen techo flotante.

2. Sistemas de medición dinámica: cualquier tipo de medidor de flujo puede fallar y generar errores en las lecturas de cantidades de producto, determinando factores que varían de acuerdo con posibles de errores. Los errores pueden ser ocasionados por mediciones negativas y falsas; ocasionadas por las variables de presión, temperatura e instrumentación asociadas al sistema.

3. Transacciones de movimientos: este tipo de error está vinculado al factor humano dado a que no siempre se registra correctamente el movimiento tal y como se presentó operativamente generando diferencias en el balance. (Quiroz, 2014)

II.5. Marco Regulatorio

Actualmente los Órganos Reguladores del Sector Energético se han enfocado en solicitar los datos de producción de los puntos de venta y referencia de Asignaciones y Áreas Contractuales, así como sus complementos para la realización de un Balance general sustentado en:

- Reglamento de la Ley de Hidrocarburos
 - Artículo 65. La Secretaría, la Secretaría de economía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y la Comisión Reguladora de Energía deberán coordinarse a fin de contar con un sistema integral de información de la medición de los Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, así como un Balance general que contemple dicha medición desde la producción hasta la comercialización y Expendio al Público. (DOF, 31/10/2014)

- Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos
 - Artículo 3. De las definiciones. Fracción V. Balance: Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y calidad a condiciones de referencia, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua, nitrógeno u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado. En el cálculo de la resultante debe incorporarse la incertidumbre de medida de cada uno de los sistemas de medición involucrados.
 - Artículo 5. De la coordinación. La Comisión Nacional de Hidrocarburos se coordinará con las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal que corresponda para que, en el ámbito de sus respectivas competencias y normativa aplicable, se lleve a cabo la Supervisión que permita contar con un Balance General de la producción. (Diario Oficial de la Federación, 11-12-2017)

III. Metodología Propuesta de Balance

El presente trabajo se enfocará en la definición de una metodología basada en un Balance Volumétrico, dado que es la dimensión de producción más utilizada en los reportes operativos petroleros a nivel internacional.

Ante ello, es importante definir que, para cualquiera de los Balances volumétricos, se requiere de la siguiente información:

- ✓ **Definición de Punto de Medición confiable:** Para un sistema de producción determinado, se debe establecer la frontera de flujo (fin del sistema) en el Punto de Medición más confiable disponible (comúnmente el sistema con menor incertidumbre de medida) y además éste debe estar lo más cerca posible a las entradas del sistema, con la finalidad de otorgar una mejor certidumbre a los ajustes consecuentes y disminuir las dispersiones de errores. Comúnmente los sistemas de medición con menor incertidumbre en las mediciones son los localizados después del procesamiento y estabilización de los hidrocarburos, cuando éstos se encuentran en una sola fase y libres de contenidos no hidrocarburos.
- ✓ **Filosofía de operación:** es el conjunto de procesos y medios por los cuales se extrae, recolecta, procesa, acondiciona, distribuye y se transportan los hidrocarburos a través del sistema de producción sujeto del Balance.
- ✓ **Infraestructura involucrada.**
- ✓ **Diagramas de instalaciones.**
- ✓ **Información de distribución y manejo de la producción.**
- ✓ **Información de procesos.**
- ✓ **Históricos de Producción.**

La metodología por desarrollar considera inicialmente crear una red primaria para posteriormente realizar la sumatoria y posterior ajuste de los volúmenes producidos desde los nodos iniciales (comúnmente los pozos productores) hasta el Punto de

Medición, con la finalidad de correlacionar y corroborar los datos de entrada con respecto al de salida y posteriormente verificar su consistencia.

Actualmente, los volúmenes **reportados** de producción reportados oficialmente por muchos operadores y su respectivo Balance consideran que, la sumatoria de volúmenes de entradas son igual a los volúmenes de salidas. Esto imposibilita el diagnóstico y control del cotejo de los volúmenes producidos comparado contra los volúmenes transferidos o facturados.

La presente propuesta de Balance busca además identificar desviaciones en la cuantificación y asignación de volúmenes producidos de hidrocarburos durante su explotación, manejo y tratamiento primario, mediante una metodología práctica de supervisión en escritorio que permite el seguimiento del sistema en particular, y que se debe fortalecer con sistemas de monitoreo, software especializado y con el criterio especializado del personal a cargo del análisis. De estas áreas de oportunidad, se propone el siguiente esquema de análisis y escrutinio:

III.1. Gestión de Información y Construcción de Red Lógica Primaria

1) Datos de producción y conformación de red primaria: El proceso de integración y análisis inicial del sistema parte, primeramente, del reconocimiento detallado de:

- a. Filosofía de operación
- b. Infraestructura involucrada
- c. Distribución y manejo de la producción
- d. Conocimiento de procesos involucrados
- e. Revisión de reportes y planes asociados al área bajo estudio

Con la información anterior se puede esquematizar un sistema de producción determinado y discretizarlo en los nodos necesarios para su conformación, como se ejemplifica a continuación:

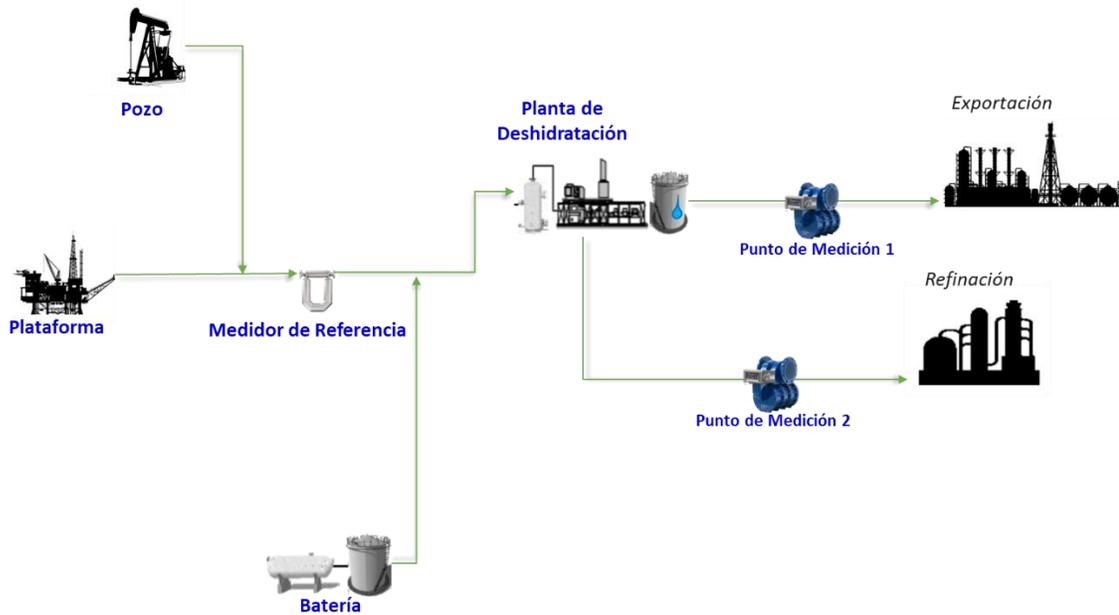


Figura 4. Ejemplo de esquema de red primaria.

(Fuente: Elaboración propia)

2) Agrupación de Volúmenes por Nodos: Una vez asimilada la información de cómo se extraen y manejan los fluidos producidos, se propone comenzar a agrupar los volúmenes bajo el siguiente esquema:

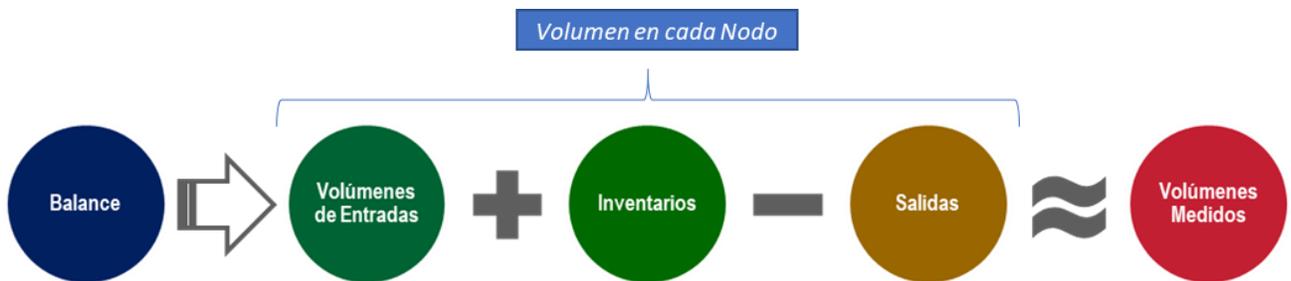


Figura 5. Agrupación de volúmenes en cada Nodo.

(Fuente: Elaboración propia)

En el Apéndice 1 se detalla el desglose y clasificación de todos los volúmenes de entradas y salidas que, se considera, pueden existir en un sistema de producción de aceite o de gas hidrocarburo. Entonces, de dicho universo de variables involucradas, se establece integrarlas a todas en estos 3 rubros (entradas, inventario y salidas) para cada elemento de estudio o nodo, pudiendo ser: pozo, afluyente, batería, instalación, equipo, etc. En el caso de volúmenes asociados al transporte (relacionados al manejo en ductos como son empaques/desempaques, mermas, pérdidas, etc.) se recomienda agruparlos en el pozo/instalación/nodo de origen.

Lo anterior, tiene la finalidad de reducir el número de variables a manejar. Con esto, el proceso de Balance propuesto requiere de 3 insumos principales:

- **Datos de Volúmenes de Entrada:** constituyen los insumos de volumen de cada nodo, ya sean producto de mediciones de referencia, mediciones operativas (como pueden ser los aforos) o estimaciones (como análisis de productividad o de procesos).
- **Datos de Volúmenes de Inventarios:** estos representan los volúmenes existentes en cada nodo previo al análisis de Balance, recordando que este análisis se hace para un tiempo en específico. El detalle de estas “entradas adicionales” se desglosa en el Apéndice 1.
- **Datos de Volúmenes de Salidas:** estarán conformados por los componentes que representan una disminución del volumen de entrada original y de sus inventarios. En este rubro se consideran las mermas, encogimientos, pérdidas y consumos propios de la operación y manejo de hidrocarburos de cada sistema en particular.

Estos 3 conjuntos de volúmenes conformarán al **Volumen Referencial por Nodo**. Cabe destacar que los 3 rubros se deberán reportar sin ser ajustados por alguna metodología de Balance previa, ya que en caso contrario se perdería el sentido analítico del presente proceso. En caso de que dichos volúmenes sean prorrateados (no medidos al tiempo del estudio), el proceso de asignación de prorrateo tampoco deberá estar ajustado por otra metodología. Adicionalmente se recomienda que, por nodo, se agrupen estos volúmenes desde la entrada del nodo hasta antes del inicio de otro nodo (ver tablas del ejemplo de

conformación de red Apéndice 2). Los detalles de cada rubro están contenidos en el Apéndice 1.

- **Datos de Mediciones:** estos serán las salidas principales y finales del sistema a Balancear (nodo o punto “n”). Dichos datos deben ser fidedignos de los Puntos de Medición involucrados y serán pieza clave en los procesos de visitas e inspección en sitio. Cabe destacar que, para un sistema de producción determinado, se debe establecer la frontera de flujo (fin del sistema) en el Punto de Medición más confiable disponible y más cercano a las entradas del sistema, con la finalidad de otorgar una mejor certidumbre a los ajustes consecuentes.

3) Validación de la información obtenida: Un proceso primario de validación es la revisión de los históricos de producción disponibles, en busca de desviaciones significativas acompañadas de condiciones operativas (presión, temperatura y filosofía de operación principalmente). Adicionalmente el criterio del analista es fundamental para aportar coherencia a los datos recabados.

Esta validación puede estar acompañada de información disponible como pueden ser: bitácoras, reportes (medición, quema, aprovechamiento, computadores, visitas e inspecciones, etc.), datos de telemetría, consulta directa con el operador, entre otras fuentes de información.

III.2. Método de cálculo para el Balance Volumétrico

El Balance se puede iniciar, considerando lo siguiente:

Sea “i”, un nodo o parte del sistema bajo estudio, los volúmenes a Balancear en dicho nodo son:

De Volúmenes de Entrada (de pozos o instalaciones) *:

$$\sum Q_{i\text{ entrada}} + \sum Q_{i\text{ prod}} = Q_{i\text{ TE}} \quad \dots \text{ Ec. 4}$$

De Volúmenes de Inventarios (iniciales, tanques, desempaques, etc.) *:

$$\sum Q_{i\text{ ini}} + \sum Q_{i\text{ tanq}} + \sum Q_{i\text{ desemp}} = Q_{i\text{ inv}} \quad \dots \text{ Ec. 5}$$

De Volúmenes de Salidas (mermas, encogimientos, pérdidas y consumos) *:

$$\sum Q_{i\text{ merm}} + \sum Q_{i\text{ encg}} + \sum Q_{i\text{ perd}} + \sum Q_{i\text{ consum}} + \sum Q_{i\text{ emp}} = Q_{i\text{ salidas}} \quad \dots \text{ Ec. 6}$$

* estos volúmenes deberán presentarse sin ajuste o prorrateo alguno.

Lo anterior para agrupar todas las variables volumétricas de influencia para cada nodo en particular.

Entonces, el **Volumen Referencial por nodo** será:

$$Q_{i\text{ Ref}} = Q_{i\text{ TE}} + Q_{i\text{ inv}} - Q_{i\text{ salidas}} \quad \dots \text{ Ec. 7}$$

Siendo el **Volumen Referencial total** (de todo el sistema bajo estudio):

$$Q_{RT} = \sum_{i=1}^n Q_{i\text{ Ref}} = \sum_{i=1}^n (Q_{i\text{ TE}} + Q_{i\text{ inv}} - Q_{i\text{ salidas}}) \quad \dots \text{ Ec. 8}$$

Con lo anterior, se puede definir un **Factor de Aporte por Nodo**, que representa la fracción que aporta o almacena cada Nodo, con referencia al punto de medición al final del sistema (medidor confiable) donde se registran los **Volúmenes Medidos** (Q_{medido}):

$$F_{i\text{ Ap}} = \frac{Q_{i\text{ Ref}}}{Q_{\text{medido}}} \quad \dots \text{ Ec. 9}$$

Finalmente, se define un **Factor de Ajuste**, que representa la tasa de desviación entre los volúmenes referenciales, provenientes de cada nodo que confluyen al medidor confiable, y el volumen que éste registra y que comúnmente hace las veces de punto de fiscalización, venta o transferencia de custodia:

$$F = \frac{Q_{medido}}{Q_{RT}} = \frac{Q_{medido}}{\sum_{i=1}^n Q_{i Ref}} \quad \dots \text{ Ec. 10}$$

Donde:

i: nodo o parte del sistema, puede ser un pozo, instalación, punto de confluencia, etc.

n: frontera o nodo final del sistema, que se recomienda sea el Punto de Medición.

Q_{i consum}: gasto asociado a consumos propios del nodo i.

Q_{i emp}: gasto asociado a empaques contemplados en el nodo i.

Q_{i encg}: gasto asociado a encogimientos de los fluidos en el nodo i.

Q_{i entrada}: gasto de entrada al nodo i.

Q_{i desmp}: gasto aportado por los desempaques contemplados en el nodo i.

Q_{i ini}: gasto inicial contenido en el nodo i.

Q_{i inv}: gasto total de inventarios en el nodo i.

Q_{i med}: gasto medido por el medidor i.

Q_{i merm}: gasto asociado a las mermas de los fluidos en el nodo i.

Q_{i perd}: gasto asociado pérdidas de flujo en el nodo i.

Q_{i prod}: gasto producido por el nodo i.

Q_{i Ref}: gasto referencial del nodo i.

Q_{i salidas}: gasto de salidas totales del nodo i.

Q_{i tanq}: gasto aportado por los tanques del nodo i.

Q_{medido}: gasto total medido en el sistema.

Q_{RT} : gasto referencial total del sistema.

Q_{iTE} : gasto total de entrada al nodo i .

F_{iAP} : Factor de aporte específico del nodo.

F : factor de ajuste global del sistema bajo estudio.

III.3. Análisis y aplicación del Factor de Ajuste

El **Factor de Ajuste**, es la variable propuesta para el seguimiento y control global del sistema de producción. Su magnitud y tendencia darán indicios de los posibles escenarios de control, sujetos al escrutinio y monitoreo del responsable de las mediciones y producción de un sistema o activo en particular.

En la idealización de contar con sistemas de transporte y procesamiento con una eficiencia del 100% y de manejar fluidos de composición y compresibilidad constantes, los volúmenes totales desde las entradas (léase pozos) hasta el punto medición deberían iguales, tal que al dividirlos el resultado obtenido debe ser 1. Entonces, de este corolario se distinguirán 3 posibles escenarios de producción:

- Si $F=1$, este sería un **escenario idealizado** o correspondiente a fluidos de composición y compresibilidad constantes, ajenos a la producción de pozos petroleros; y se limitaría a concluir que “el volumen que entra es igual al volumen que sale”. Se intuye que los datos reportados como **volúmenes resultantes** de los nodos propuestos, **no son producto de mediciones operativas o estimaciones** de los volúmenes correspondientes. Es decir, dichos datos **ya fueron ajustados por un proceso adicional de prorateo**, y el consecutivo Balance carecerá de sentido analítico, no habiendo nada que mejorar al haberse obtenido el mensurando perfecto en cada nodo del sistema.
- Si $F > 1$, indica que el volumen medido es mayor al volumen original producido y sus incorporaciones, siendo este un **escenario anómalo de producción** dado que los fluidos petroleros tienen a mermar en su transporte y proceso, por lo que

hay que analizar y supervisar los volúmenes reportados, nodo por nodo. En el caso de registrar este escenario se deberá:

- a. Revisar el histórico de producción (sin ajuste alguno) de las entradas al sistema. Esto para **detectar datos anómalos o adjudicados a un mal registro** (error de transcripción).
 - b. Analizar los reportes de autoconsumo, aprovechamiento, reinyección, empaques y salidas del sistema. Esto con la finalidad de encontrar la **duplicación de volúmenes** de algunas de estas salidas, el cuál es un escenario de muy común error en los reportes de operadores petroleros.
 - c. Revisar el estado de **calibraciones y buen funcionamiento de los sistemas de medición** involucrados, así como sus condiciones de operación, verificar la trazabilidad de las mediciones, los cálculos del computador de flujo y el debido gerenciamiento de las mediciones.
 - d. Encontrando la incoherencia o justificando su procedencia, se deben reasignar los volúmenes anómalos a las entradas/salidas correspondientes y reiniciar el proceso de Balance.
1. **Si $F < 1$** , entonces existe una merma, pérdida, encogimiento o una menor producción por cierre de alguna instalación o el incremento en sus inventarios. Estos **escenarios son comunes en la industria** y dan cabida al análisis del sistema para determinar la eficiencia de los procesos involucrados y, en su caso, la detección de valores anómalos o incongruencias en la cuantificación de volúmenes. Este factor, en los consecutivos análisis, deberá ser monitoreado con la finalidad de estudiar su evolución y controlar la magnitud de este.

Una vez diagnosticado y validado el factor obtenido (correlacionando si es =, >, < a 1) este se multiplicará por los volúmenes referenciales y su factor de aportación de cada uno de los nodos que han aportado al sistema. Este nuevo volumen será el Volumen Ajustado por Nodo ($Q_{i\text{ Ajus}}$), cuya expresión general será:

$$Q_{i\text{ Ajus}} = Q_{i\text{ Ref}} \cdot F_{i\text{ Ap}} \cdot F \quad \dots \text{ Ec. 11}$$

III.4. Análisis del Diferencial de Volumen y Conclusiones de Balance:

El proceso anteriormente descrito se puede resumir en el siguiente diagrama de flujo:

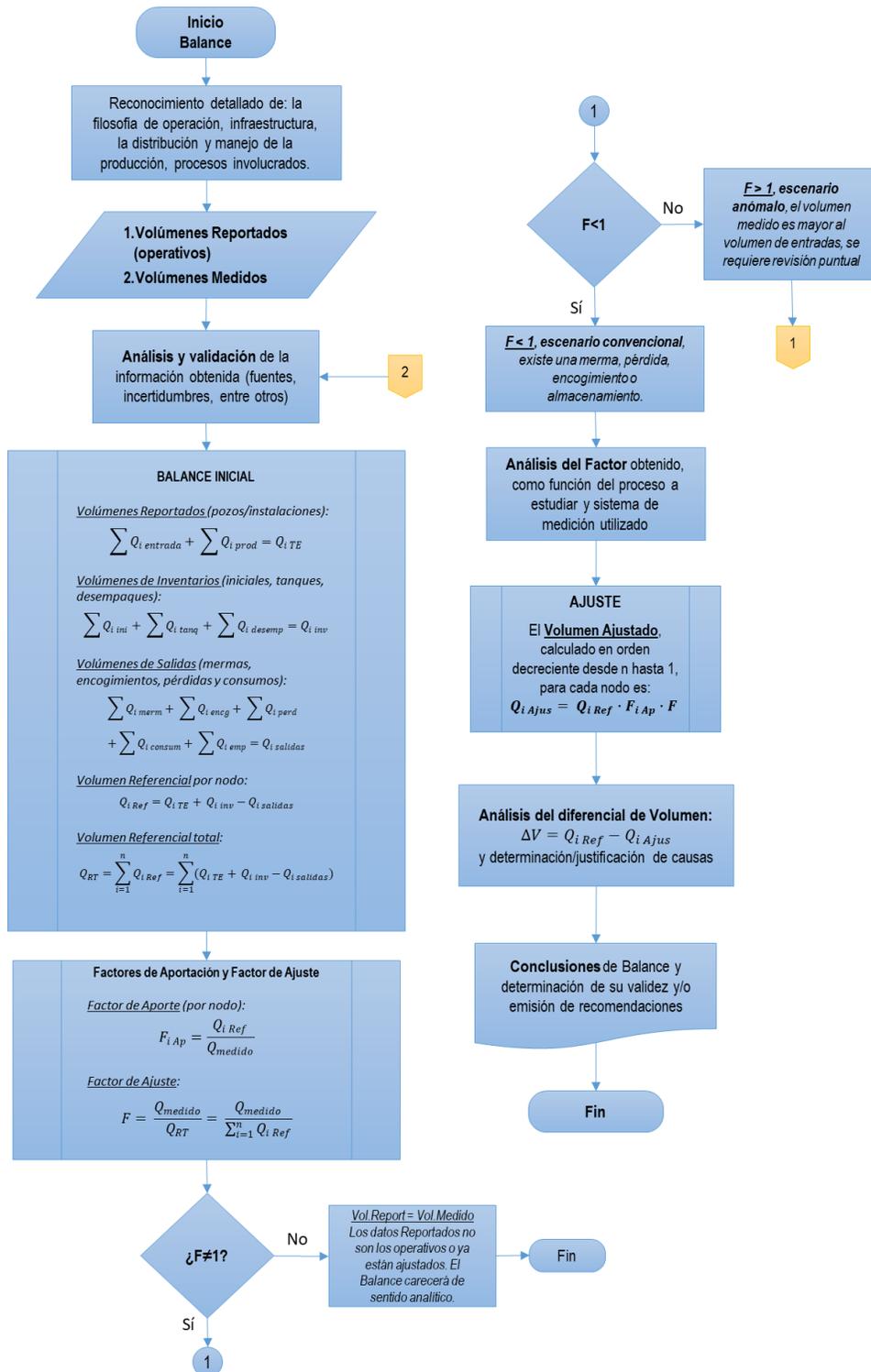


Figura 6. Diagrama de Flujo de la Metodología de Balance Volumétrico.

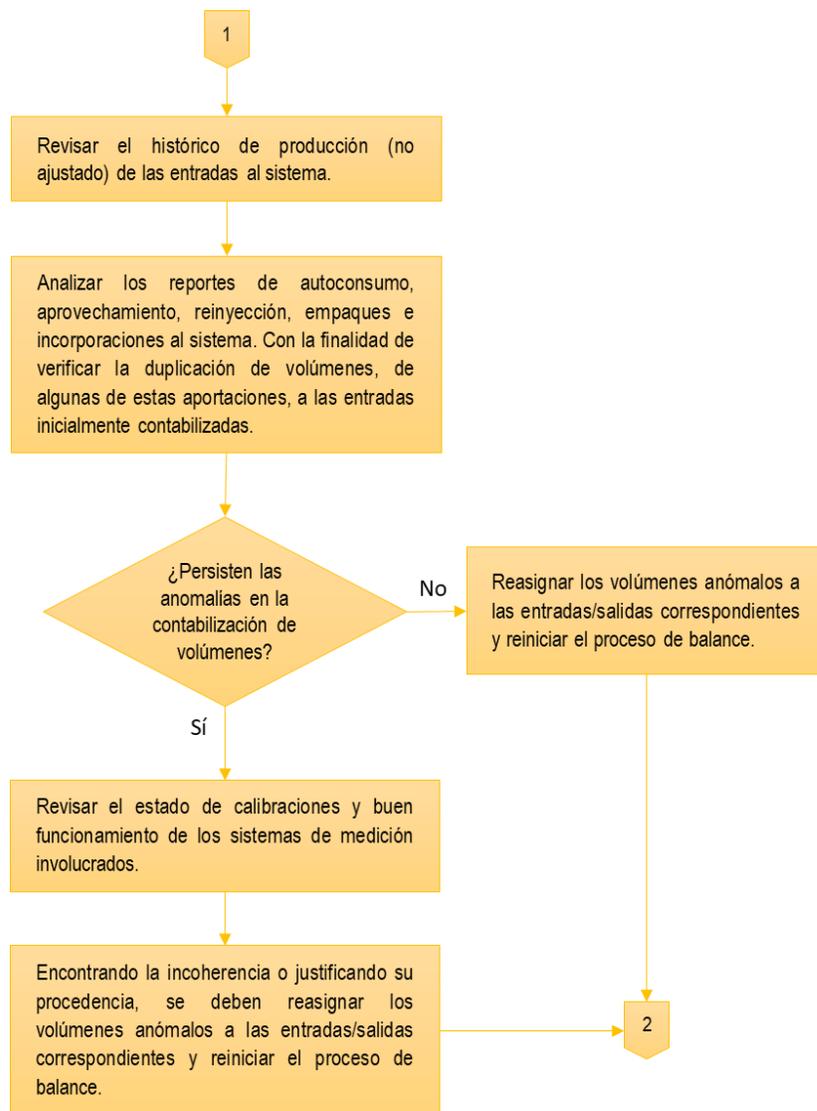


Figura 7. Continuación del Diagrama de Flujo de la Metodología de Balance Volumétrico, análisis de escenarios anómalos.

Una vez obtenidos los nuevos volúmenes con el factor de ajuste, se procederá a realizar el análisis comparativo de volúmenes (estimado original vs ajustado): $\Delta V_i = Q_{i\ Ref} - Q_{i\ Ajus}$. Con ello se hará la determinación o la justificación de causas del comportamiento presentado. Se remarca que esta diferencia debe estar asociada a la condición de producción del sistema y a la incertidumbre otorgada por los instrumentos de medición involucrados.

Del análisis global de las instalaciones y puntos de medición involucrados se podrán aportar conclusiones del Balance y la determinación de su validez y/o emisión de recomendaciones.

Así mismo, la conformación del histórico de diferenciales de volumen y del factor de ajuste, marcarán una tendencia diagnóstica de la eficiencia del sistema integral de producción y definirá una normalización del comportamiento de dicho sistema.

Para ello se propone hacer diagnóstico gráfico de la siguiente forma:

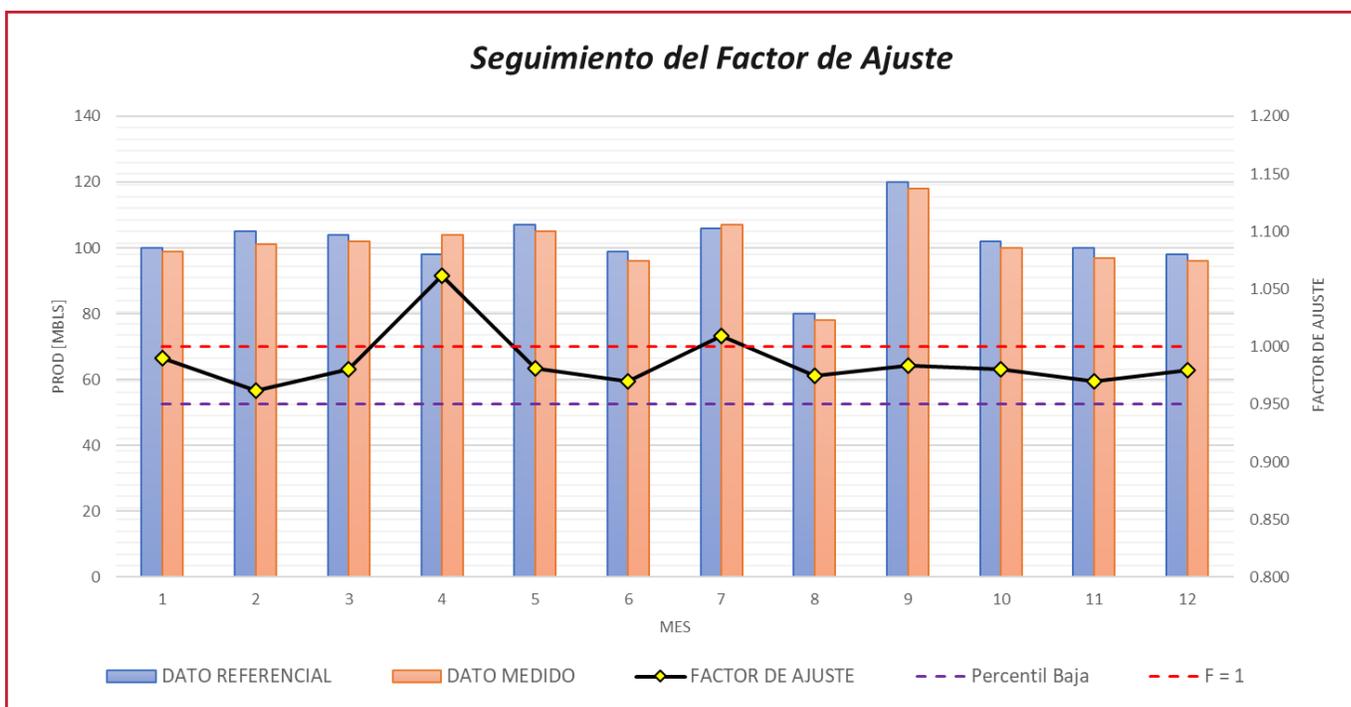


Figura 8. Seguimiento del Factor de Ajuste.

(Fuente: Elaboración propia)

Con en el gráfico anterior se pretende dar **trazabilidad los resultados del Balance y convertirlos en variables de control y diagnóstico de la producción.**

Las barras azules se alimentan de los datos de mediciones/volúmenes referenciales y las barras rojas de los datos medidos por el Punto de Medición de menor incertidumbre (o el ubicado al final del sistema). Su lectura se encuentra en el eje principal de las ordenadas y proporcionan una comparativa visual de las diferencias entre los insumos y salidas del sistema.

La curva negra, con lecturas en el eje secundario de las ordenadas, describe el comportamiento del **Factor de Ajuste** el cuál, de inicio, se propone oscile entre un percentil alto = 1 (línea punteada roja) y un percentil bajo = 0.95 (línea punteada púrpura), recordando que los puntos por arriba de 1 son datos anómalos que requieren de supervisión inmediata. Esta propuesta de oscilación debe ser sometida al criterio del ingeniero de producción a cargo del análisis, ya que en sistemas de baja eficiencia y alta incertidumbre se pueden encontrar rangos de oscilación más altos. La idea principal es encontrar un rango en el cual el Factor de Ajuste conforme un histórico, aporte un panorama de la eficiencia del sistema y del cual se puedan observar futuras mejoras u optimizaciones al sistema a de producción. Esta curva aporta una idea general del “estado de salud global del sistema”.

En resumen, el procedimiento anteriormente descrito plantea que, a partir de la comprensión y definición de los procesos de producción de un sistema determinado, la realización de una serie de sumatorias de los volúmenes de entradas-salidas y la obtención de un parámetro adimensional de ajuste (F), se puede dar un control y diagnóstico a la producción de campos petroleros.

El reto por superar para la implementación de esta estrategia de control y diagnóstico es el definir, medir o aproximar todas las variables de volúmenes de entradas y salidas del sistema de producción. Este tópico será abordado en el siguiente capítulo.

IV. Definición y Aproximación de Volúmenes de Entradas y Salidas de los Sistemas de Producción

Cabe destacar que **los Balances de hidrocarburos se llevan a cabo ante la imposibilidad de contar con sistemas de medición en cada etapa, nodo o elemento que constituye a un sistema de producción**, por ello es necesario contar con los criterios necesarios para aproximar las variables volumétricas que definen el Balance de cada elemento. El presente capítulo tiene como objetivo principal el **proporcionar al ingeniero de producción los criterios necesarios para definir, determinar y aproximar la magnitud de cada uno de los volúmenes de entradas y salidas necesarios para realizar un Balance de hidrocarburos.**

IV.1. Variables Volumétricas de Gas

IV.1.i. Autoconsumo de Gas

El autoconsumo de gas consiste en utilizar parte de los mismos recursos producidos para sustentar las demandas de energía que se requieren para llevar a cabo las operaciones, sin tener que recurrir a empresas proveedoras del servicio, tomando en cuenta cierto porcentaje que el gobierno aprueba para: generadores de energía, calentadores, inyecciones de gas, combustible, bombas, etc.

El autoconsumo de gas es referido en Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, dentro de su artículo 5 - "De las formas de aprovechamiento del gas natural asociado", como un combustible de operación para usos que implique un beneficio para el Operador Petrolero como la generación o cogeneración de energía eléctrica y para accionar dispositivos neumáticos dentro de la misma área contractual de donde se extrae dicho gas. El volumen de gas usado para el autoconsumo de una cierta área estará especificado por el operador de dicha área en su plan de trabajo, todo esto será mostrado y estimado previo al inicio de las operaciones en campo y será tarea del operador adherirse a las normas dictadas por la ASEA y CNH. (Diario Oficial, 07/01/2016)

IV.1.ii. Condensación por Transporte.

Los procesos de condensación de fluidos hidrocarburos se encuentran entre las variables que más pueden afectar la integridad de una red de transporte de gas natural, entre los que se destacan la reducción en la eficiencia del transporte del gas, daños en los sistemas de regulación, medición, distribución y en las turbinas de generación, promueven los procesos de corrosión y el taponamiento parcial o total de las líneas (Adewumi, Mucharan, & Watson, 1989; Zhou & Adewumi, 1977).

En los gases a muy altas presiones, como las que suelen presentarse a lo largo de un gasoducto, las distancias moleculares se acortan de tal manera que la fase gaseosa a esas condiciones puede disolver moléculas más pesadas. Además, si un gas a alta presión se expande, pierde su capacidad de disolver líquidos (pasa a comportarse como un gas con las moléculas distanciadas) y los componentes más pesados de la mezcla se desprenden, generando lo que se conoce precisamente como condensación retrógrada.

La condensación de los componentes gaseosos más pesados en las tuberías que transportan gas natural es un fenómeno de común ocurrencia, **llegando a variar entre 0% y 15% en volumen**, dependiendo de las condiciones bajo las cuales sea transportado, contribuyendo significativamente a la caída de presión en el gasoducto (Adewumi, 1989).

Para determinar el volumen de condensación que puede presentar un gas se pueden seguir los siguientes pasos:

1. Iniciar con un análisis composicional del fluido que se está transportando, a las condiciones de operación que se presentan durante el transporte.
2. Trazar envolventes de fases con el fin de determinar las nuevas curvas de operación de dichas condiciones de operación.
3. Pasar a un modelo de simulación numérica en estado estable (estacionario) el cual parte de una ecuación de estado encargada para modelar el comportamiento de fases en las corrientes de gas.

4. Para evaluar el análisis hidráulico y evaluar las pérdidas por fricción. Se puede usar la correlación mejorada de Beggs y Brill (1973), ya que tiene en cuenta las condiciones multifásicas del fluido y la topografía del sistema (Peña, 2005).

En el caso del modelamiento térmico, el principal interés en este caso radica en obtener el perfil de temperatura del gas que fluye al considerar el calor transferido al ambiente a lo largo de todo el sistema, para evaluar esta transferencia a nivel de gasoductos, nos apoyamos del modelo estable y el modelo transitorio (Lee, Chang, & Kim, 1998; Boyun & Shengkai, 2004; Towler & Mokhatab, 2004; Sadegh & Adewumi, 2005). El modelo estable asume que las condiciones de entrada del gas como caudal, presión, temperatura y composición son constantes con el tiempo, así como las condiciones externas que rodean la tubería, como la temperatura del ambiente, y el tipo de suelo, entre otros factores (Boyun, 2004). En el caso de una situación no estable o transitoria, esta surge normalmente cuando las variables incluidas en el problema de la transferencia de calor varían con el tiempo, además de la posición (Towler, 2004, March 15)

IV.1.iii. Empaque y Desempaque

El **empaque** se refiere al proceso de compresión y **almacenamiento** de producto, en este caso gas, en ductos o equipos. Por ende, el **desempaque** es el proceso de **extracción** de producto almacenado y comprimido en ductos o equipos.

El empaque también se puede definir como la capacidad volumétrica interna de los ductos. Cada segmento tiene un conjunto de condiciones de presión y temperatura particulares, en general distintas a las condiciones de referencia ($T_0 = 20\text{ °C}$ y $P_0 = 1\text{ kg/cm}^2$). Por eso hay que ajustar el volumen de gas a condiciones base para poder compararlos adecuadamente. La suma de los empaques ajustados de todos los segmentos es el empaque total del sistema. Para definir el volumen de empaque y ajustar los volúmenes a condiciones base se utiliza la ecuación de los gases reales:

$$\frac{Z_m T_m}{P_m V_m} = \frac{Z_0 T_0}{V_0} \quad \dots \text{ Ec. 12}$$

Si se desea obtener el Volumen a condiciones Base (V_0) se tiene:

$$V_0 = V_m \left(\frac{P_m}{P_0} \right) \left(\frac{Z_0}{Z_m} \right) \left(\frac{T_0}{T_m} \right) \quad \dots \text{ Ec. 13}$$

Donde la Presión Absoluta promedio en el tramo se define como:

$$P_m = \frac{2}{3} \left(P_1 + P_2 + \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right) \quad \dots \text{ Ec. 14}$$

En un ducto, el Volumen a Condiciones Medias de Flujo (V_m) es:

$$V_m = \frac{\pi}{4} D_i^2 L \quad \dots \text{ Ec. 15}$$

Por lo que el empaque queda expresado de la siguiente forma:

$$Emp = \frac{\pi}{4} D_i^2 L \left(\frac{P_m}{P_0} \right) \left(\frac{Z_0}{Z_m} \right) \left(\frac{T_0}{T_m} \right) \quad \dots \text{ Ec. 16}$$

Donde:

Emp es el empaque del gasoducto analizado en pie^3

D_i es el diámetro interno del ducto en pies

L es la longitud del gasoducto en pies

P_m es la presión absoluta promedio en el tramo

P_1 y P_2 es la presión absoluta en los extremos del tramo

Z_m es el factor de compresibilidad de gas natural a condiciones de T_m y P_m

Z_0 Factor de compresibilidad a condiciones a condiciones base ($Z \approx 1$ aprox.)

T_m es la temperatura media de flujo (normalmente constante de 535°R)

(Universal Compression de Mexico S.A de C.V., 2019)

IV.1.iv. Encogimiento de Gas

El encogimiento (en inglés shrinkage) es la disminución en el volumen del gas que se presenta durante su proceso, debido a la remoción de hidrocarburos líquidos condensados y de gases amargos. (PEMEX, 2006). Para la cuantificación y seguimiento

del fenómeno de encogimiento se pueden identificar los siguientes factores (SENER, 2006):

Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (feem): Es la fracción de gas natural que resulta de considerar el autoconsumo y falta de capacidad en el manejo de éste (envío de gas a la atmósfera). Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo en el área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por impurezas (fei): Es la fracción que resulta de considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del Centro Procesador de Gas (CPG) donde se procesa la producción del campo analizado.

Factor de encogimiento por impurezas y licuables en planta (feilp): Es la fracción obtenida al considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo, así como el encogimiento por la generación de líquidos de planta en el centro procesador de gas.

Factor de encogimiento por licuables en el transporte (felt): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en el transporte a plantas de procesamiento. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo anual del área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por licuables en plantas (felp): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en las plantas de proceso. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas (CPG) donde se procesa la producción del campo en estudio.

Los factores de encogimiento del Gas Natural se calculan mensualmente utilizando la información a nivel campo de las regiones Marina Noreste, Marina Suroeste, Sur y Norte. Se considera también la regionalización de la producción de gas y condensado que se envía a más de un CPG. (Pemex Exploración y Producción, 2012)

La evolución del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, feem, muestra entre 2009 y 2011 un comportamiento estable en las regiones Marina Suroeste, Norte y Sur al

registrar pequeñas variaciones en su valor, como se presenta en la Figura 9. Sin embargo, en la Región Marina Noreste se tienen variaciones de mayor magnitud que oscilan entre valores de 0.25 y 0.40 puntos durante todo el periodo, ocasionados por la inyección de gas al yacimiento, la disminución de la producción de gas de la zona de transición y por ende una reducción en la quema de este. (Pemex Exploración y Producción, 2012)

El factor de encogimiento por licuables en el transporte, felt, en la Región Marina Noreste muestra en su evolución una estabilización a finales del año 2010 y durante todo el año 2011 ocasionado por la eficiencia operativa en las instalaciones de distribución. Para la Región Marina Suroeste se tiene un ligero incremento en el año 2011 generado por la redistribución de las corrientes de gas. Las regiones Norte y Sur no presentan variaciones importantes en su comportamiento durante los últimos tres años. Estas variaciones se muestran también en la Figura 9. (Pemex Exploración y Producción, 2012)

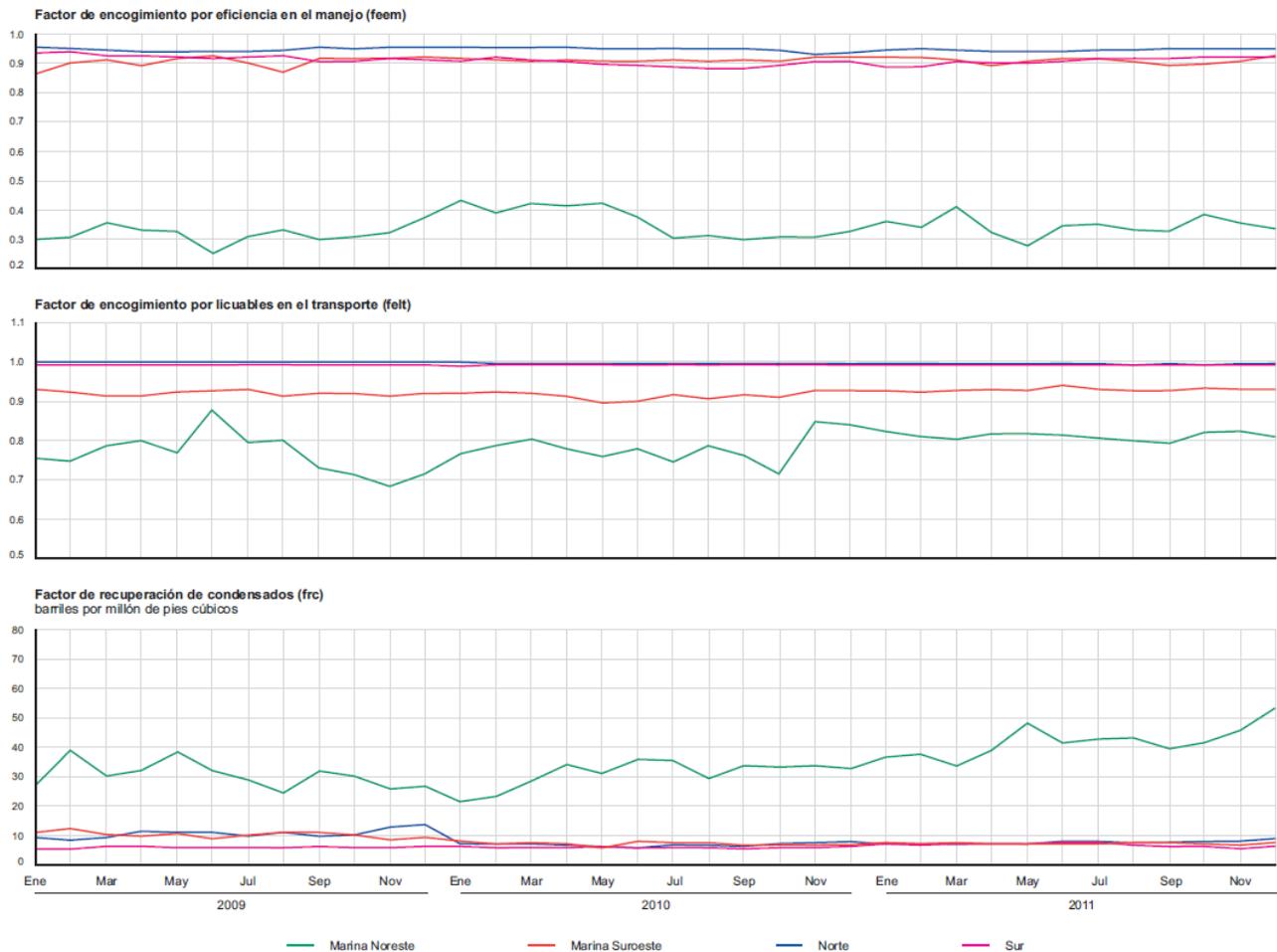


Figura 9. Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional.

(Pemex Exploración y Producción, 2012), Recuperado de: Las reservas de hidrocarburos de México.

Los CPG Arenque, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, La Venta, Matapionche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Reynosa; y reciben el gas enviado por Pemex Exploración y Producción y se somete a procesos de endulzamiento cuando el gas es amargo o si está contaminado por algún gas no hidrocarburo para obtener el gas dulce húmedo; posteriormente, a éste se le aplican procesos de absorción y criogénicos para obtener los líquidos de planta y el gas seco, también conocidos como hidrocarburos licuados y gas residual. Las reducciones del gas en estos procesos se expresan cuantitativamente mediante dos factores, el factor de encogimiento por impurezas, **fei**, que considera el efecto de retirar los compuestos que no son hidrocarburos del gas, y el factor de

encogimiento por licuables en planta, felp, que contempla el efecto de la separación de los hidrocarburos licuables del gas húmedo.

La *Figura 10* muestra la evolución de los factores antes mencionados, de forma mensual en el periodo 2009-2011, en cada uno de los CPG. El factor de encogimiento por impurezas registrado en el CPG Poza Rica presenta un ligero incremento al alcanzar 97.5 por ciento a mediados del año 2011, generado por una mejor eficiencia operativa. Sin embargo, los complejos Nuevo Pemex y Ciudad Pemex continúan trabajando por debajo del 95.0 por ciento de eficiencia, es decir, continúan procesando gas amargo con alto contenido de impurezas. El factor de encogimiento por licuables en planta no presenta variaciones importantes en los últimos años en los diferentes complejos procesadores. El CPG Reynosa continúa fuera de operación por mantenimiento desde abril de 2009.

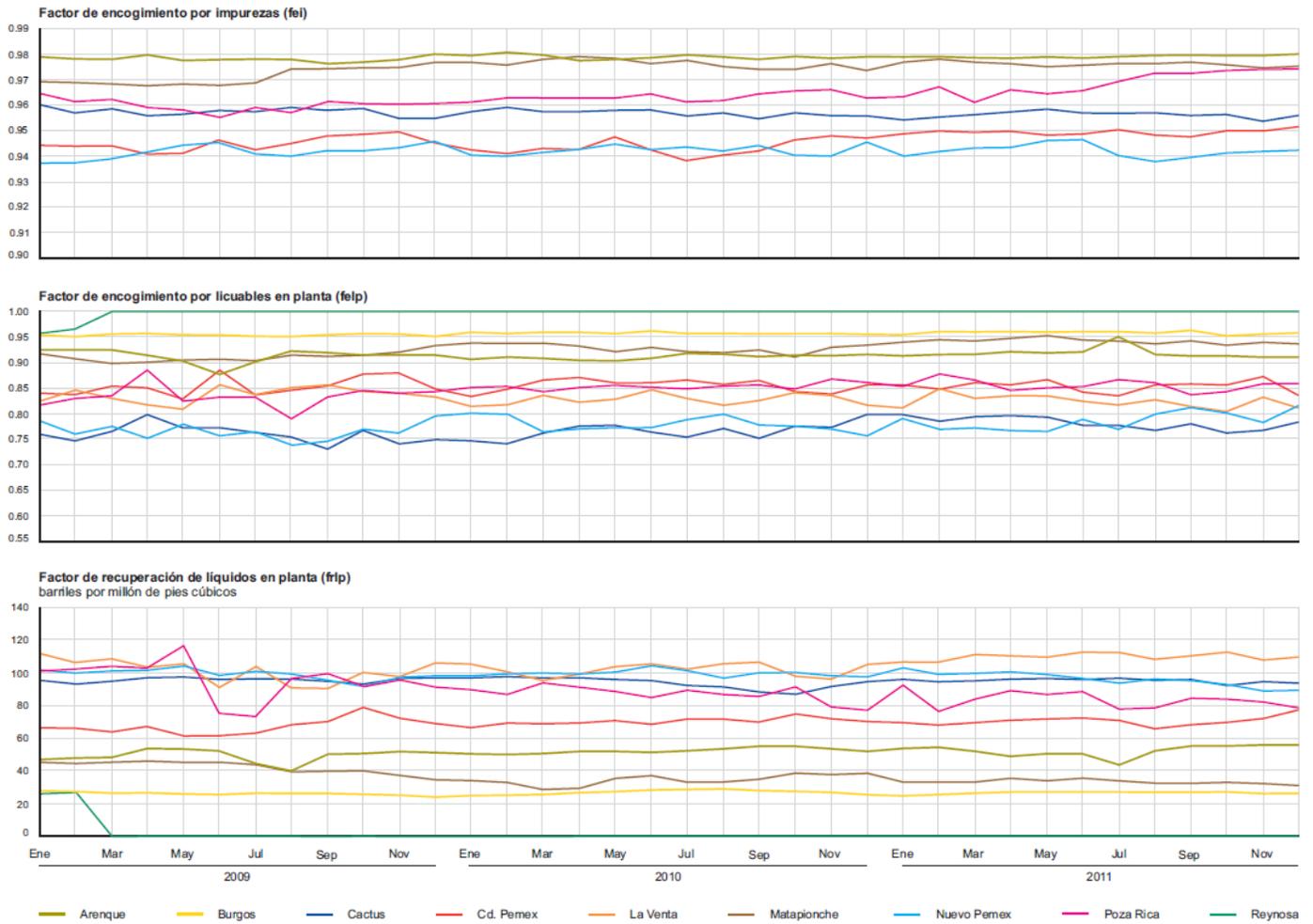


Figura 10. Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país.
(Pemex Exploración y Producción, 2012), Recuperado de: Las reservas de hidrocarburos de México.

IV.1.v. Mermas

Merma es la acción y efecto de mermar (hacer que algo baje o disminuya, consumir parte de algo, quitar alguna parte de cierta cantidad). Una merma por lo tanto es una porción de algo que se sustrae o se consume naturalmente.

Las mermas o pérdidas (*losses*) son aquellas disminuciones de volumen que ocurren durante las actividades que se realizan desde que el producto es manufacturado hasta que llega al consumidor final. Entre otras cabe mencionar las pérdidas por almacenamiento, transporte y distribución (PEMEX, 2006).

Enfocándose al ámbito petrolero las mermas pueden ser dadas por el venteo, por quema, por fugas no identificadas, etc, cualquier causa que haga que la producción recolectada disminuya.

Al cierre del tercer trimestre de 2015, Pemex registró una merma del 8.1% en su producción de gas, que en volumen es un promedio de 523 MMpcd y en valor equivale a más de 380 millones de dólares quemados o venteados a la atmosfera por falta de inversión en infraestructura para su aprovechamiento, más del doble de la perdida con la que cerró el 2014. (Garcia, 2015)

IV.1.vi. Venteo

Venteo se denomina a la liberación intencionada o no del gas producido asociado a la extracción de aceite. A través del venteo se producen emisiones muy altas de metano, ya que el gas asociado alcanza la atmosfera sin quemarse. (Hilje, 2015)

El venteo ocurre cuando la combustión o la utilización del gas excedente no es posible técnica o económicamente, por ejemplo, cuando las cantidades de gas, las presiones de éste o su valor calórico son intermitentes o demasiado pequeñas para mantener la combustión.

En tanques bajo condiciones completamente estáticas, las concentraciones de vapor en equilibrio pueden ser estables y ninguna evaporación adicional ocurrirá. En estas condiciones el “espacio de vapor” de tanques estará saturado con vapor. Las pérdidas por venteo en los “espacios de vapor” ocurren cuando la temperatura diaria y la presión barométrica cambian, causando expansión térmica y contracción de vapor. Esto causa que durante las operaciones de trasiego cierta saturación de vapor salga del tanque y suceda la succión de aire fresco, esto sucede con líquidos volátiles con una presión de vapor superior a 1,5 psia. Una metodología para estimar las emisiones de sustancias con baja presión de vapor consiste en aplicar una ecuación de pérdidas por almacenamiento desarrollada con el modelo teórico del manual **API MPMS Capítulo 19.1 (Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks)**. Las pérdidas por venteo se ven afectadas por el diámetro y el color del tanque (absorción de calor) entre otras variables y hacen parte del modelo teórico de cálculo.

Yañez y Gualdrón enumeran las posibles causas de venteo y fugas en equipos, por evaporación o pérdidas por descarga (Yañez, 2014):

- La utilización de gas natural presurizado, en lugar de aire comprimido, en el suministro de dispositivos neumáticos como bombas, válvulas, bridas, sellos motores, entre otros. Alivio de presión durante fallas en el proceso.
- Procesos de depuración y purga durante mantenimiento y conexión.
- Disposición de corrientes gaseosas en operaciones de tratamiento de petróleo y gas. Venteos durante operaciones de prueba de pozo.
- Venteo de compresores.
- Fugas por final de línea y conexiones.
- Venteo de gas anular en pozos de crudo.
- Emisiones de gas en tanques de almacenamiento separadores.
- Fugas de los empaques de válvulas o válvulas mal cerradas.

IV.2. Variables Volumétricas de Aceite

IV.2.i. Encogimiento de Aceite

El aceite crudo bajo presión tiene gas natural disuelto el cual se vaporiza conforme la presión disminuye, la vaporización causa encogimiento en el volumen remanente de aceite. Para su medición, convencionalmente se hacen estudios de laboratorio relativos a la liberación del gas para obtener los valores de encogimiento específicos de cada tipo de aceite. Sin embargo, en muchos casos el encogimiento debe ser estimado, mediante métodos que toman en cuenta la densidad de los líquidos que contienen gases. (Katz, 1942).

IV.2.ii. Fugas

Una fuga es una salida del fluido (gas y/o líquido) en el sistema de ductos, que se utilizan para transportar el hidrocarburo, que no se tenía contemplada o que no debería estar presente. Estas fugas pueden deberse a corrosión, tomas clandestinas o a fallos mecánicos en el ducto, es importante detectarlas a tiempo para no perder fluido.

Algunas de los métodos que se tienen para detectar fugas son el modelado transitorio, modelado online y fibra óptica modo cuatro.

Los derrames y fugas causados por los distintos medios de transporte en México, ascienden en el periodo de 2000 al 2014 a un volumen de petróleo crudo derramado de 14,386,025 litros, mientras que de gas natural asciende a un volumen de 6,289,384 metros cúbicos, siendo el estado de Tabasco con un 40.2 % el que más derrames de hidrocarburos ha tenido durante este periodo de tiempo, mientras que el estado de Chiapas es donde más fugas de gas natural existe con un 99.1% (Leyva Trujillo, 2017).

IV.3. Resumen de Parámetros

Las siguientes tablas tratan de resumir las técnicas y experiencias expuestas en este capítulo, junto con otras fuentes de consulta puntuales, para aproximar los insumos de Balance que no puedan ser medidos en campo o no sean del conocimiento del ingeniero de producción:

Tabla 1. Consumos de Gas de Instrumentos y Equipos.

Mecanismo	Práctica recomendada
Válvula de control de nivel de líquido (actuador)	60 pie ³ /hr *
Bomba dosificadora (ductos)	2,018 pie ³ /día **
Gas a piloto	150 pie ³ /hr @ velocidad del viento promedio ***
Válvula motora	60 pie ³ estándar/h *
Lanzador de barras	60 pie ³ estándar/h *
Bomba dosificadora (T. Capilar)	2060 pie ³ estándar /día **
Combustible motor-bomba	1. Potencia teórica del motor, P _{tm} $P_{tm} = \text{Potencia Bomba} / \text{Eficiencia}$ 2. Gas Combustible, Q _g : $Q_g = P_{tm} / \text{Poder Cal. Inf.} * \text{Densidad Gas}$
* API RP 552: Transmissions Systems ** Dato de proveedor TEXTEAM. *** NRF-031-PEMEX-2003	

Tabla 2. Factor de Encogimiento por transporte vs Densidad Relativa del Gas.

Densidad Relativa Gas	Factor de Encogimiento por transporte (Vol. Encog/Vol. Prod) [fracción] *
0.62	0.035
0.63	0.031
0.67	0.028
0.72	0.027
0.92	0.010

** Fuente: Autor con datos de Producción y Balances CNH/DGM/DGAPyB*

Tabla 3. Encogimiento por impurezas en CPG de diferentes Regiones de México.

Centros de Proceso de Gas	Factor de Encogimiento por Impurezas (Vol. Salida/Vol. Entrada) [fracción]*
Región Norte	0.97 - 0.98
Región Sur	0.955 - 0.96
Regiones Marinas	0.94 – 0.95

** Fuente: Autor con datos de Producción y Balances CNH/DGM/DGAPyB*

Tabla 4. Recomendación práctica de Cálculo de Autocomsumo en Equipos

<p style="text-align: center;">Gas de Autoconsumo (GAut) [MMPC/día]</p> <p>1) Combustible: 1.1 Generación eléctrica 1.2 Motobomba (estación de bombeo, inyección de agua, etc.) 1.3 Motocompresor 1.4 Calentador 2) Otros usos (se recomienda medición directa)</p> <p><i>Nota: Tomar en cuenta que generalmente se utiliza Gas Residual</i></p>	<p><u>1.1 Generación Eléctrica</u>: Capacidad operativa (kWe) (Nota 1) x factor de carga (Fc)(%) x eficiencia de los equipos (BTU/kWh) / LHV/Poder Calorífico Inferior (BTU/pc) x 24 (hr/día) / 1,000,000</p> <p><u>1.2 y 1.3 Moto-bomba y Moto-compresor</u>: Capacidad operando (HP) (Nota 1) x factor de carga (Fc)(%) x eficiencia de los equipos (BTU/HP) / LHV/Poder Calórico Inferior (BTU/pc) x 24 (hr/día) / 1,000,000</p> <p><u>1.4 Calentador</u>: Capacidad calentador en BTU/hr x factor de carga (Fc) x eficiencia calentador directo (95% para fines de cálculo) / LHV/Poder Calorífico Inferior (BTU/pc) x 24 (hr/día) / 1,000,000</p> <p><i>Nota1: Es importante no calcular sobre la capacidad instalada sino la capacidad en operación</i></p>	<p style="text-align: center;">Caso 1.1</p> $GAut_{GenElec} = CapOperativa (kWe) \times Fc(\%) \times Ef \left(\frac{BTU}{kWh} \right) \div LHV \left(\frac{BTU}{pc} \right) \times 24 \left(\frac{hr}{dia} \right) \div 1,000,000$ <p style="text-align: center;">Caso 1.2. y 1.3</p> $GAut_{MotB-C} = CapOperativa (HP/hr) \times Fc(\%) \times Ef \left(\frac{BTU}{HP} \right) \div LHV \left(\frac{BTU}{pc} \right) \times 24 \left(\frac{hr}{dia} \right) \div 1,000,000$ <p style="text-align: center;">Caso 1.4</p> $GAut_{cal} = CapCalentador (BTU/hr) \times Fc(\%) \times Efc(95\%) \div LHV \left(\frac{BTU}{pc} \right) \times 24 \left(\frac{hr}{dia} \right) \div 1,000,000$
--	---	--

Fuente de consulta: Van den Berg, Berend, Santamaría Guevara, Noel Ernesto, Banco Mundial, GGFR. 2019

V. CASOS DE ESTUDIO Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

V.1. Caso 1: Campo de Gas Seco Región Norte

El Operador Petrolero del Caso 1, de manera mensual a lo largo de un año entrega la información de entradas y salidas de su campo de gas seco. Dicha información al ser organizada e integrada en nodos conforme a la metodología propuesta se puede resumir en la siguiente tabla:

Tabla 5. Datos de Producción Caso 1.

Entradas [MMPC]			Salidas [MMPC]					Balance [MMPC]		
Inventario Inicial	Volumen Impurezas	Vol. Extraído Gas Natural	Volumen venteado	Volumen Quemado	Vol. de Combust.	Volumen Entregado en PM	Inventario Final	Total Vol. Referencial	Total Medido	F
0.164	0.845	41.836	0.012	0.015	0.021	42.633	0.164	42.63	42.63	1.0
0.174	0.717	36.848	0.011	0.013	0.019	37.521	0.174	37.52	37.52	1.0
0.164	0.756	39.664	0.012	0.015	0.021	40.371	0.164	40.37	40.37	1.0
0.164	0.848	39.158	0.012	0.014	0.021	39.959	0.164	39.96	39.96	1.0
0.164	0.859	41.636	0.012	0.015	0.021	42.446	0.164	42.45	42.45	1.0
0.164	0.846	40.043	0.012	0.014	0.021	40.842	0.164	40.84	40.84	1.0
0.164	0.892	41.431	0.012	0.015	0.021	42.275	0.164	42.28	42.28	1.0
0.164	0.937	44.128	0.012	0.015	0.021	45.016	0.164	45.02	45.02	1.0
0.164	0.921	42.965	0.012	0.014	0.021	43.839	0.164	43.84	43.84	1.0
0.164	0.599	29.618	0.008	0.010	0.014	30.184	0.164	30.18	30.18	1.0
0.164	0.786	38.933	0.012	0.014	0.021	39.672	0.164	39.67	39.67	1.0
0.164	0.834	38.880	0.012	0.015	0.021	39.666	0.164	39.67	39.67	1.0

Se puede apreciar que las entradas y salidas son iguales y por consecuencia el Factor de Ajuste F es igual a 1. Gráficamente el monitoreo de estos datos se visualiza de la siguiente forma:

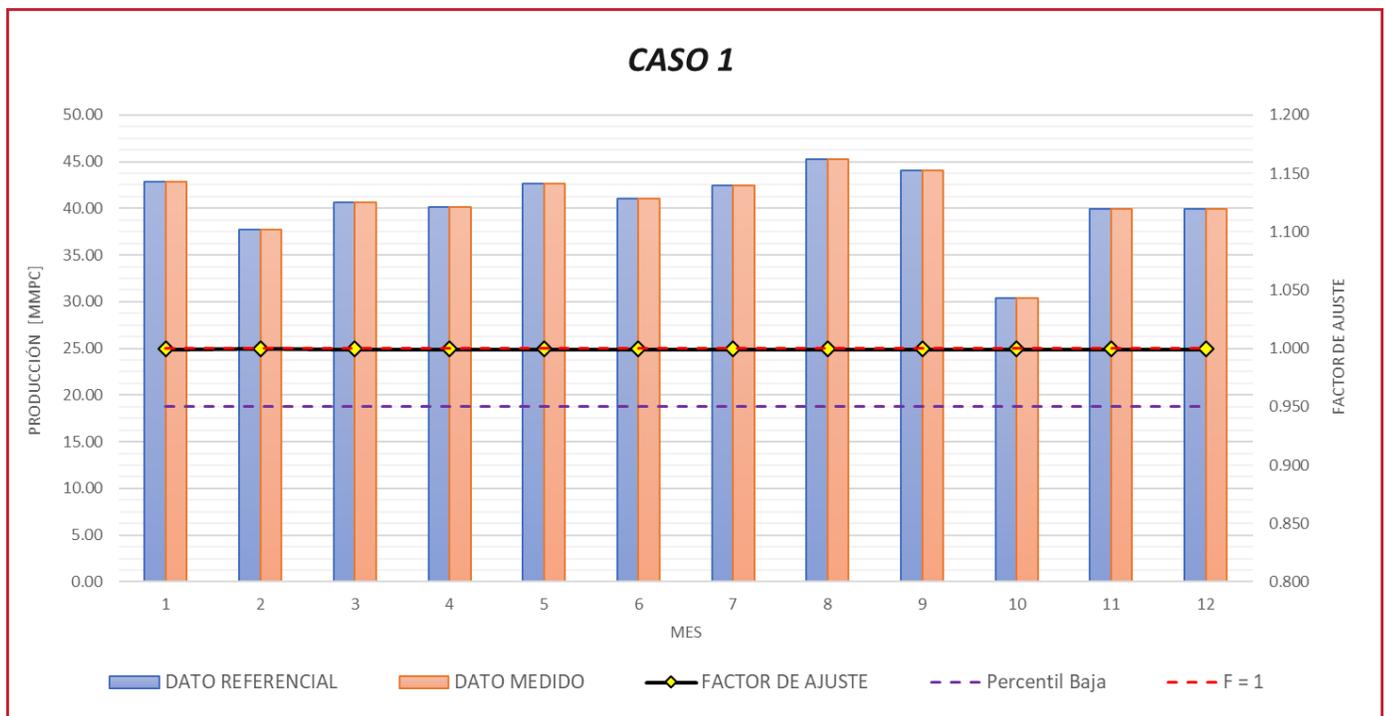


Figura 11. Balance y Seguimiento del Factor de Ajuste del Caso 1.

Como se mencionó en el capítulo 3, estos ejemplos de Balance con $F=1$ que, a pesar de solo ser característicos de sistemas idealizados de fluidos de composición y volumen constantes desde pozo hasta su venta, son comunes en la industria por la facilidad que implica el manejo de igualdades en los reportes y que, en apariencia, demuestran un “control” en todos los procesos. Lo anterior se puede refutar a través de las siguientes premisas (ya descritas en la metodología propuesta):

1. **Se duplican volúmenes:** los inventarios iniciales y finales son idénticos y constantes, esto a causa de que no se recalculan mes a mes, si no se toman como una constante del sistema. En los casos de campos de gas, los inventarios están íntimamente relacionados con los cálculos de empaque. Por ende, el Operador asume que los empaques son iguales a los desempaques y por ello los inventarios al inicio y final del mes son los mismos. Lo anterior sólo es posible si la composición del gas y las presiones en el sistema nunca cambiarían, situación altamente improbable.

2. Se presentan **volúmenes venteo constantes** pese a que los volúmenes extraídos no lo son. El venteo generalmente está ligado al volumen de producción, siendo de magnitudes directamente proporcionales. Un caso similar se presenta en la quema, pero en este caso se documenta como “quema” los consumos de pilotos en quemador.
3. El factor $F = 1$ indica que los procesos del sistema operan al 100% de su eficiencia. Situación que imposibilita un diagnóstico para su mejora continua.

V.2. CASO 2: Operador con dos campos en confluencia

Este Operador maneja la producción de 2 campos con sus respectivas baterías de separación las cuales confluyen en un solo punto de medición fiscal en una planta de deshidratación, como se esquematiza a continuación:

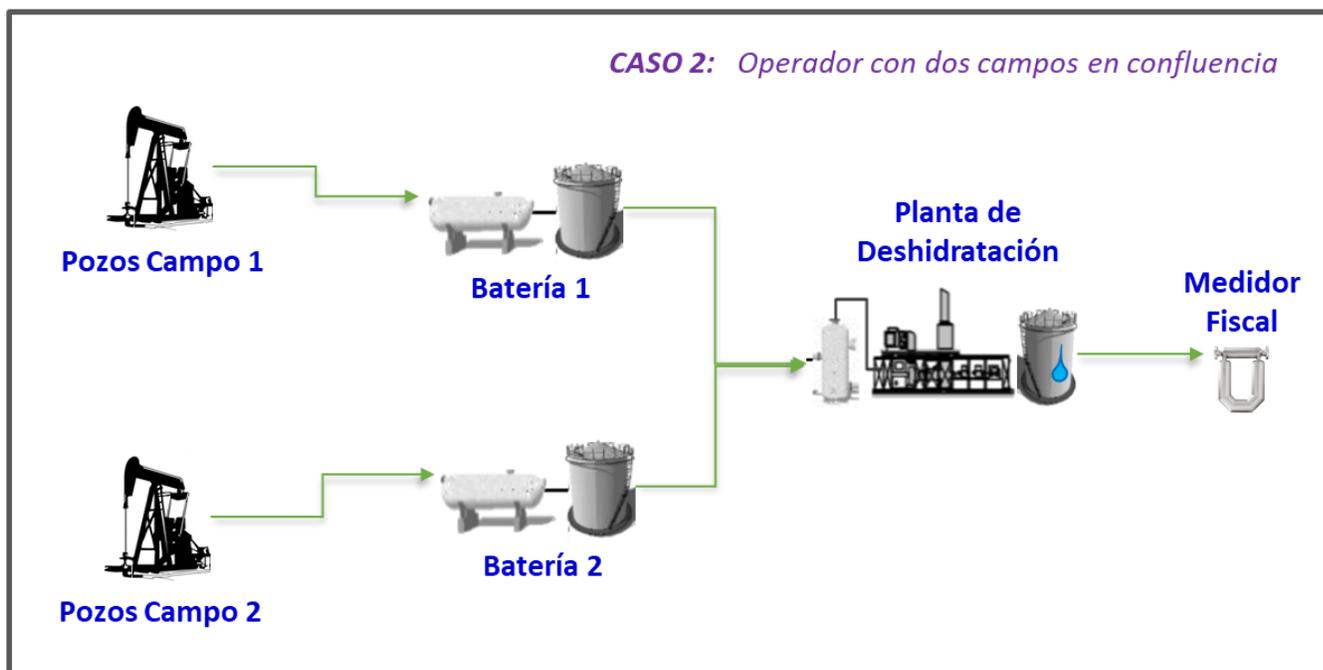


Figura 12. Esquema de producción Caso 2.

La producción promedio manejada es un aceite ligero de densidad relativa de 33 °API y una Relación Gas-Aceite de 250 m³/m³.

En este esquema de producción, el Operador debe relacionar sus entradas, salidas e inventarios de manera paralela y de este modo el Balance fue una herramienta importante para mejorar su proceso de gestión de las mediciones.

Los datos de producción y Balance son los siguientes:

Tabla 6. Datos de Producción y Balance Campo 1.

MES	Entradas [bls]					Salida [bls]		Balance [bls]		
	Inventario Inicial	Volumen Extraído de Petróleo	Volumen Extraído de Agua	Almacenamiento en Tanques	Almacenamiento en Recipientes	Volumen Entregado en Punto de Medición	Inventario Final	Total Vol. Referencial	Total Medido	F
1	11,051	100,020	18,378	11,051	1,158	100,020	9,493	102,736	100,020	0.974
2	6,526	187,252	46,185	5,993	533	187,252	5,934	188,377	187,252	0.994
3		159,525		5,241	693	152,985	6,474	158,985	152,985	0.962
4		171,164		6,013	461	168,052	4,587	173,052	168,052	0.971
5		165,180	28,629	3,812	774	156,113	9,653	160,113	156,113	0.975
6		168,924	45,418	2,633	857	167,915	2,498	169,915	167,915	0.988
7		164,418	29,627	1,586	913	163,131	1,786	165,131	163,131	0.988
8		219,468	29,627	1,114	672	216,857	2,399	218,855	216,857	0.991
9		251,369	33,965	1,354	1,046	248,864	3,104	250,664	248,864	0.993
10		247,969	36,220	2,585	518	246,604	2,769	248,304	246,604	0.993
11		229,740	35,603	1,953	816	226,127	4,681	227,827	226,127	0.993
12		228,066	33,385	3,490	1,192	227,438	3,409	229,338	227,438	0.992
13		259,821	259,821	2,673	736	255,294	5,936	257,294	255,294	0.992

Tabla 7. Datos de Producción y Balance Campo 2.

MES	Entrada [bls]						Salida [bls]			Balance [bls]		
	Inventario Inicial	Volumen Extraído de Petróleo	Volumen Extraído de Agua	Volumen de Petróleo Incorporado	Almacenamiento en Tanques	Otras entradas	Volumen de Traspaso	Volumen Entregado en Punto de Medición	Inventario Final	Total Vol. Referencial	Total Medido	F
1	2,644	17,636	7,456		2,644			17,736	610	19,669	17,736	0.902
2	340	20,937	16,317		340			21,137	283	20,995	21,137	1.007
3		18,502			283	115,097	115,097	17,013	372	18,413	17,013	0.924
4		19,577			372	122,377	122,377	18,050	498	19,450	18,050	0.928
5		20,365	13,313		498	104,770	104,770	19,108	355	20,508	19,108	0.932
6		16,113	18,036		363	107,843	107,843	15,052	224	16,252	15,052	0.926
7		15,356	15,425		224	117,903	117,903	14,200	381	15,200	14,200	0.934
8		14,676	15,425		381	107,384	107,384	13,758	301	14,756	13,758	0.932
9		15,262	16,990		301	105,759	105,759	14,827	87	15,477	14,827	0.958
10		14,744	19,199		87	103,182	103,182	13,977	53	14,777	13,977	0.946
11		15,428	20,273	102,044	53		102,044	14,669	212	15,269	14,669	0.961
12		12,688	18,649	107,516	212		107,516	12,131	270	12,631	12,131	0.960
13		10,946	12,018	107,203	270		107,203	10,526	290	10,926	10,526	0.963

De forma gráfica, los Balances se visualizan de la siguiente forma:

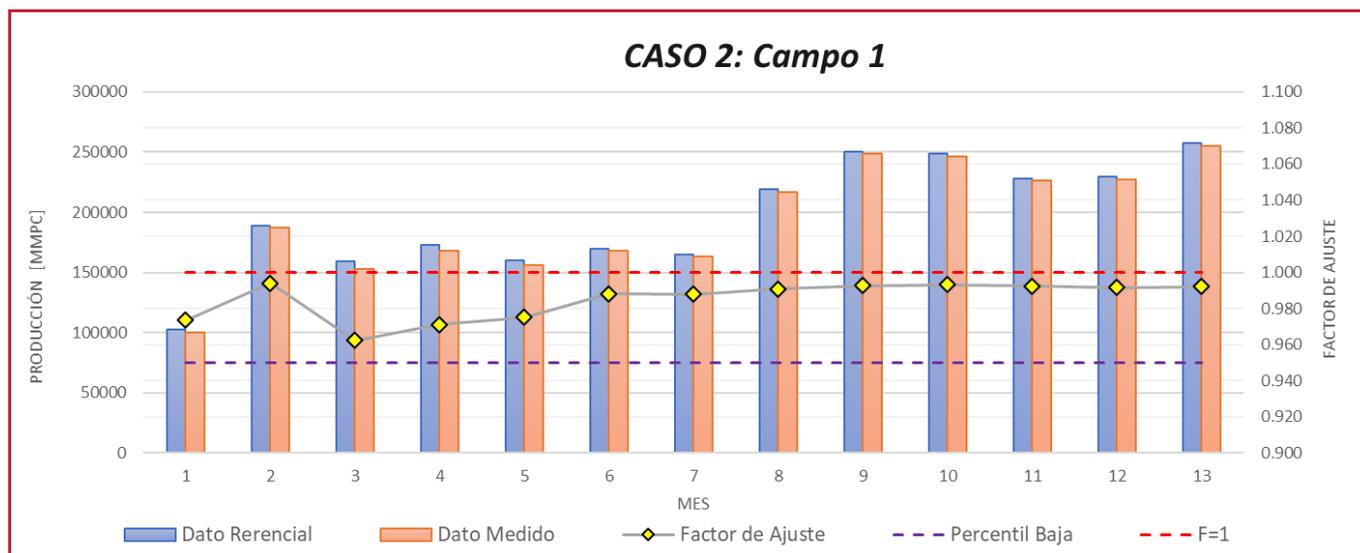


Figura 13. Balance y seguimiento del Factor de Ajuste Caso 2, Campo 1.

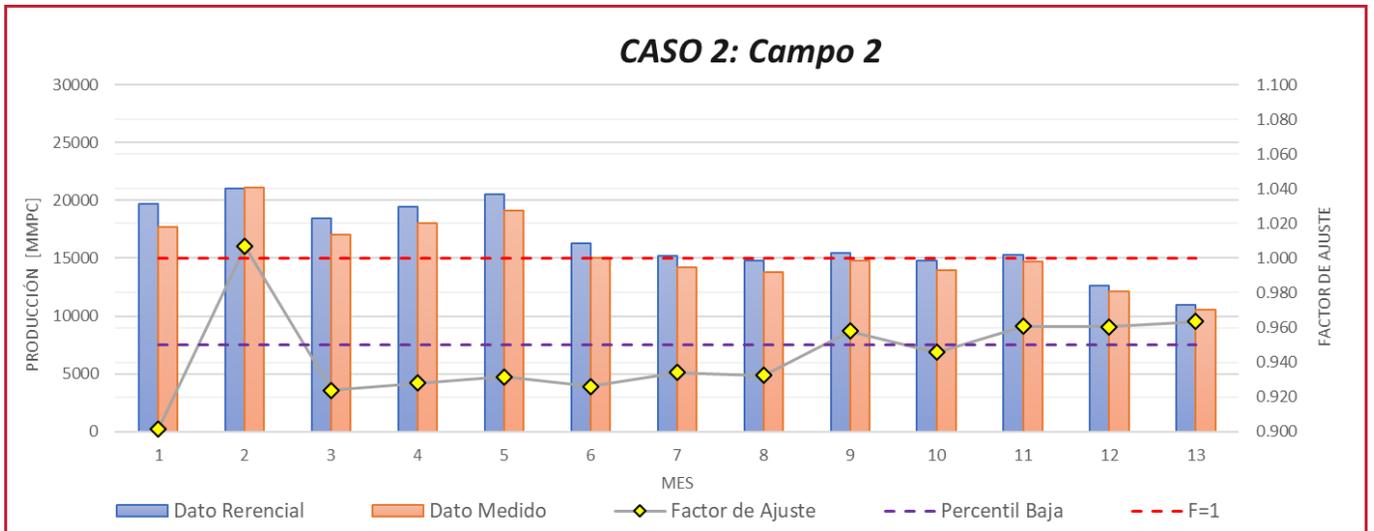


Figura 14. Balance y seguimiento del Factor de Ajuste Caso 2, Campo 2.

En los primeros meses el Operador duplicaba los conceptos de volúmenes inventariados respecto a los de almacenamiento en tanques, por lo que en el proceso de sumatorias para obtener el volumen referencial se descartó uno de los 2 rubros. Situaciones similares comúnmente provocan errores en los posteriores ajustes para el prorrateo, disminuyendo el valor del Factor de Ajuste al tener mayores entradas que salidas.

Además, en el mismo bimestre, se reportaba que el volumen extraído era igual al volumen medido en el punto fiscal. Esto último es un error común en el ámbito de producción: asumir que se venden o traspasan exactamente los volúmenes producidos de pozo. Lo que en realidad mide, vende y traspasa un campo es la suma de volúmenes de hidrocarburos procesados, de inventarios, de desempaques y demás acumulaciones que se derivan al medidor en un lapso establecido (lo que en la metodología es calculado en el Volumen Referencial Total). Los hallazgos anteriores se ven reflejados en el comportamiento anómalo del Factor de Ajuste, F, en el primer bimestre.

Posteriormente se corrigen los volúmenes duplicados, aunque se dejan de reportar los volúmenes producidos de agua. Situación que se refleja en la falta de exactitud en las mediciones y la consecuente disminución del Factor F.

A partir del mes 5, se vuelven a reportar los volúmenes de agua producida y mejora la cuantificación de los demás volúmenes al existir una mejora constante en la detección de áreas de oportunidad en el control de inventarios y comprensión de los procesos.

En ese proceso de mejora, el Campo 2 a partir del mes 8 recategoriza el rubro de “otras entradas” a “volumen incorporado”, debido al manejo de la producción de una entrada externa al campo que según los reportes se traspasa íntegramente en el punto de medición.

La progresiva mejora en la comprensión de los procesos de producción se ve reflejada en la optimización del Factor de Ajuste F llegando a 0.993 para el Campo 1 y 0.96 para el Campo 2.

Cabe destacar que el operador no documenta mermas por evaporación, fugas, encogimientos, empaques o alguna otra pérdida identificada.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los Balances se llevan a cabo ante la imposibilidad de contar con sistemas de medición en cada etapa, nodo o elemento que constituye a un sistema de producción. Por ello, es necesario contar con los criterios necesarios para aproximar las variables volumétricas de los elementos restantes.
- Las técnicas de Balances de hidrocarburos, asociadas a la administración de la producción, permiten supervisar el comportamiento de su extracción, procesamiento y medición. Con ello, se pueden identificar fácilmente valores anormales o fuera del rango operacional convencional.
- La metodología propuesta conjunta técnicas convencionales de Balance, con el fin de obtener datos rápidos y oportunos para el análisis de los sistemas de producción. Además, se expusieron recomendaciones de cálculo/aproximación de variables y elementos de la producción de hidrocarburos que, comúnmente, carecen de una medición directa y continua, y que solo los criterios de expertos han propuesto en el acontecer de la industria de la extracción de hidrocarburos.
- Adicionalmente, la metodología propuesta conlleva una estrategia pragmática de seguimiento y diagnóstico del estado de la producción. Es decir, la presente metodología presenta como valor agregado la

sistematización del seguimiento del Balance, para que éste no sea relegado a una actividad puntual de análisis, sino que sea una herramienta de uso cotidiano y pragmático para el monitoreo de los sistemas de producción y procesamiento de hidrocarburos.

Las principales áreas de oportunidad radican en:

- La inclusión de un modelo de dispersión de la incertidumbre de las mediciones, asociadas a cada medidor o medida constituyente del Balance.
- Realizar ejercicios de Balance que dispongan de un mayor número de mediciones operacionales del sistema.
- Contar con mayores datos estadísticos de los factores de ajuste para su mejor control y seguimiento.
- Un área de especial interés sobre la evolución de esta técnica es incorporar al Balance volumétrico una propiedad intensiva característica de cada corriente (como la densidad) con la finalidad de afinar la caracterización de mezclas o confluencias y mejorar la precisión del prorrateo/ajuste de la asignación de producción.

Referencias

- Adeyemi, M. A. (1989). Field study and modeling of condensation in gas distribution pipeline. *Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Oct. 8-11.* . San Antonio, Texas: SPE 19811.
- Al-Obaidani, A. &. (2009). Petroleum Development Oman Experience in Well Testing at High GVF and Pressure Conditions. *8th South East Asia Hydrocarbon Flow Measurement Workshop.*
- API MPMS 20.1. (1993). *Chapter 20.1, Production Measurement and Allocation Systems.*
- Boyun, G. S. (2004). A simple model for predicting heat loss and temperature profiles in thermal injection lines and wellbores with insulations pipelines. Society of Petroleum Engineers. *International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium.*
- Diario Oficial de la Federación. (11-12-2017). *Lineamientos Técnicos En Materia De Medición De Hidrocarburos, Acuerdo CNH.E.61.005/17.*
- Diario Oficial, d. l. (07/01/2016). *DISPOSICIONES Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.* México.
- DOF. (31/10/2014). *Reglamento De La Ley De Hidrocarburos.*
- García, K. (2015, noviembre 1). *El Economista.* Retrieved from Quema y venteo de gas de Pemex, por las nubes: www.economista.com.mx/amp/empresas/Quema-y-venteo-de-gas-de-Pemex-por-las-nubes-20151101-0020.html
- Gregory, A. T. (1995). Exploration and Production: Resource Management and Allocation. *Society of Petroleum Engineers. SPE-31019-MS.*
- Hamad, M. &. (2001). Back Allocation System with Network, SPE-88747. *Society of Petroleum Engineers.*
- Hilje, B. P. (2015, Diciembre). *Quema y venteo de gas asociado de petróleo.* Retrieved from https://www.era-er.com/es/system/files/downloads/flaring_venting_es.pdf
- Hwang, R., Baskin, D., & S.C Teerman. (2000). Allocation of commingled pipeline oils to field production. *Organic Geochemistry, Volume 31, Issue 12, 1463-1474.*
- Katz, D. (1942). Prediction of the shrinkage of crude oils. *API: Drilling and Production Practice.*
- Kaufman, R. L., Ahmed, A. S., & Hemphins, W. B. (1987). A New Technique for the Analysis of Commingled Oils and Its Application to Production Allocation Calculations. *AAPG 16th Annual Convention Proceedings, 247-268.*

- Kaufman, R. L., Ahmed, A. S., & Hemphkins, W. B. (1990). Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils from Individual Reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico. *GCS-SEPM Foundation Ninth*.
- Lee, E. C. (1998). A comparative study of statistical and mathematical methods for natural gas pipeline network analysis. Kon-Kuk University: Paper 50335, SPE.
- Lerma, P. G., Simonton, C., & Wadle, T. (2006). Allocation Process Modeling for Deepwater Production. *SPE 101318*.
- Leyva Trujillo, M. S. (2017). *Emisiones, Fugas y derrames en el transporte de hidrocarburos por ductos*. Ciudad de México, México.
- McMullen, J. (2016). *The Importance of Production Allocation in Oil & Gas*. Retrieved from https://sw.aveva.com/hubfs/WhitePaper_SE-LIO-SimSci_ImportanceOfProductionAllocationInOG_01-17-2.pdf
- Nicolle, G., Boibien, C., ten Haven, H., Tegelaar, E., & Chavagnac, P. (1997). Geochemistry: A powerful tool for reservoir monitoring. *Society of Petroleum Engineers, Paper 37804*.
- PEMEX. (2006). *BASE DE DATOS INSTITUCIONAL*. Retrieved from http://ebdi.pemex.com/bdi/docs/Diccio_marzo2006-4_en.pdf
- Pemex Exploración y Producción. (2012). *Las reservas de hidrocarburos de México*. México.
- Peña, H. (2005). Metodología Teórico – Experimental para la evaluación de la incidencia de variables operacionales, ambientales y composicionales sobre el comportamiento termodinámico del gas natural en líneas de transporte. *V International Seminar: Exploration and Production Oil and Gas-INGEPET*. Perú.
- Pineda Pineda, H. I. (2016). *Análisis Integral del Sistema de Medición Enfocado a Infraestructura, Proceso y Regulación*. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Quiroz López, Y. J. (2014). *MODELO MATEMÁTICO DE RECONCILIACIÓN DE DATOS VOLUMÉTRICOS EN EL CONTROL DE BALANES Y MEDICIONES DE HIDROCARBUROS REFINADOS PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE POZOS – GALÁN L14” DE LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S.A*. Bogotá: Universidad de la Salle, Facultad de Ingeniería.
- Quiroz, Y. (2014). *MODELO MATEMÁTICO DE RECONCILIACIÓN DE DATOS VOLUMÉTRICOS EN EL CONTROL DE BALANES Y MEDICIONES DE HIDROCARBUROS REFINADOS PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE POZOS – GALÁN L14” DE LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S.A*. Bogotá D.C.: Universidad La Salle, Facultad de Ingeniería.
- SENER. (2006). *Fuentes para la historia del petróleo en México*. Retrieved from Glosario de la Secretaría de Energía: <https://petroleo.colmex.mx/index.php/glosarios/80>

- Slentz, L. W. (1981). Geochemistry Of Reservoir Fluids As A Unique Approach To Optimum Reservoir Management. *SPE-9582-MS*.
- Towler, B. M. (2004, March 15). New method developed for sitting line heaters on gas pipelines. *Oil and Gas Journal*, 56-59.
- Udofia, E. E. (2012). Advances in Production Allocation: Bonga Field Experience. *Society of Petroleum Engineers*, DOI:10.2118/150450-MS.
- Udofia, E. M. (2012). Advances in Production Allocation: Bonga Field Experience. *Society of Petroleum Engineers*, *SPE-150450*.
- Universal Compression de Mexico S.A de C.V., S. C. (2019). *Manifiesto de Impacto Ambiental Sector Petrolero*. Retrieved from <http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/tab/estudios/2006/27TA2006G0014.pdf>
- Wang, S., & J. Carroll, J. (2006, Diciembre 5). Leak Detection for Gas and Liquid Pipelines by Transient Modeling.
- Yañez, E. E. (2014). *Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción*. Piedecuesta, Santander: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo.
- Zhou, J. &. (1997). Predicting flowing gas temperature and pressure profiles in buried pipelines . . *Paper 38460, Submitted to SPE for consideration for publication in one of its technical journals. Pennsylvania State University*.

Nomenclatura

ρ : densidad absoluta.

ΔV : diferencial de volumen inicial referencial menos volumen ajustado por nodo.

A : área de sección transversal expuesta al flujo.

$BCPE$: barril de petróleo crudo equivalente.

D_i : diámetro interior de tubería.

E_f : eficiencia de equipos.

F : factor de ajuste global del sistema bajo estudio.

F_c : factor de carga(%).

F_{iAP} : factor de aporte específico del nodo i .

$GAut_{Cal}$: gas de autoconsumo como combustible para calentamiento.

$GAut_{GenElec}$: gas de autoconsumo para generación eléctrica.

$GAut_{MotB-C}$: gas de autoconsumo para accionamiento de Moto-bomba o Moto-compresor.

i : nodo o parte del sistema, puede ser un pozo, instalación, punto de confluencia, etc.

L : longitud de tubería.

LHV : poder calorífico inferior.

m : masa.

P_0 : presión a condiciones base.

P_m : presión a condiciones medias de flujo.

Q : gasto volumétrico, siendo frecuente el uso barril por día [bpd] para líquidos y millón de pie cúbico por día [MMpcd] para gases.

Q_{iAjus} : gasto ajustado por nodo.

$Q_{iconsum}$: gasto asociado a consumos propios del nodo i .

Q_{iemp} : gasto asociado a empaques contemplados en el nodo i .

$Q_{i\text{ encg}}$: gasto asociado a encogimientos de los fluidos en el nodo i .

$Q_{i\text{ entrada}}$: gasto de entrada al nodo i .

$Q_{i\text{ desmp}}$: gasto aportado por los desempaques contemplados en el nodo i .

$Q_{i\text{ ini}}$: gasto inicial contenido en el nodo i .

$Q_{i\text{ inv}}$: gasto total de inventarios en el nodo i .

$Q_{i\text{ med}}$: gasto medido por el medidor i .

$Q_{i\text{ merm}}$: gasto asociado a las mermas de los fluidos en el nodo i .

$Q_{i\text{ perd}}$: gasto asociado pérdidas de flujo en el nodo i .

$Q_{i\text{ prod}}$: gasto producido por el nodo i .

$Q_{i\text{ Ref}}$: gasto referencial del nodo i , derivado del balance de entradas, acumulaciones y salidas en cada nodo.

$Q_{i\text{ salidas}}$: gasto de salidas totales del nodo i .

$Q_{i\text{ tanq}}$: gasto aportado por los tanques del nodo i .

Q_{medido} : gasto total medido en el sistema.

Q_{RT} : gasto referencial total del sistema.

$Q_{i\text{ TE}}$: gasto total de entrada al nodo i .

n : frontera o nodo final del sistema, que se recomienda sea el Punto de Medición.

T_0 : temperatura a condiciones base.

T_m : temperatura a condiciones medias de flujo.

u_m : velocidad media del fluido o mezcla.

V_0 : volumen a condiciones base.

V_m : volumen a condiciones medias de flujo.

Z_0 : factor de desviación o de compresibilidad a condiciones base.

Z_m : factor de desviación o de compresibilidad a condiciones medias de flujo.

Apéndice 1

GLOSARIO DE VOLÚMENES

Tabla A1.1. Volúmenes de Líquidos en [bls] (datos sin ajustes)

ENTRADAS	Entradas por pozo o instalación	Volumen Extraído de Petróleo (aforo de pozo)
		Volumen Extraído de Agua
		Volumen de Petróleo Incorporado
		Otras entradas
	Inventarios	Inventario Inicial
		Desempaque
		Almacenamiento en Tanques
		Almacenamiento en Recipientes
	SALIDAS	Mermas por Evaporación
		Mermas por Fugas
		Empaque
		Volumen Asociado al Encogimiento por Transporte
Volumen Asociado al Encogimiento por Impurezas		
Volumen de Traspaso		
Volumen de Agua Separada		
Autoconsumo		
Inventario Final		
Pérdidas No Identificadas		
Otras Salidas		

Tabla A1.2. Volúmenes de Gases en [MMpc] (datos sin ajustes)

ENTRADAS	Entradas por pozo o instalación	Volumen Extraído de Gas Natural
		Volumen de Gas Residual
		Volumen de Gas Incorporado
		Otras entradas
	Inventarios	Inventario Inicial
		Desempaque
		Almacenamiento en Tanques
		Almacenamiento en Recipientes
SALIDAS	Mermas por Evaporación	
	Mermas por Fugas	
	Empaque	
	Volumen Asociado al Encogimiento por Transporte	
	Volumen Asociado al Encogimiento por Eficiencia de Manejo	
	Volumen Asociado al Encogimiento por Impurezas	
	Volumen Asociado al Encogimiento por Líquidos de Planta	
	Volumen de Gas venteado	
	Volumen de Gas Quemado	
	Volumen de Gas Traspasado	
	Volumen Entregado en Punto de Medición	
	Volumen de Gas usado para Inyección a Yacimientos	
	Volumen de Gas usado en BN o Recirculado	
	Autoconsumo	
	Volumen Combustible adicional al sistema	
	Inventario Final	
	Pérdidas No Identificadas	
Otras Salidas		

Apéndice 2

Ejemplo aceite: Construcción de la Red Lógica Primaria

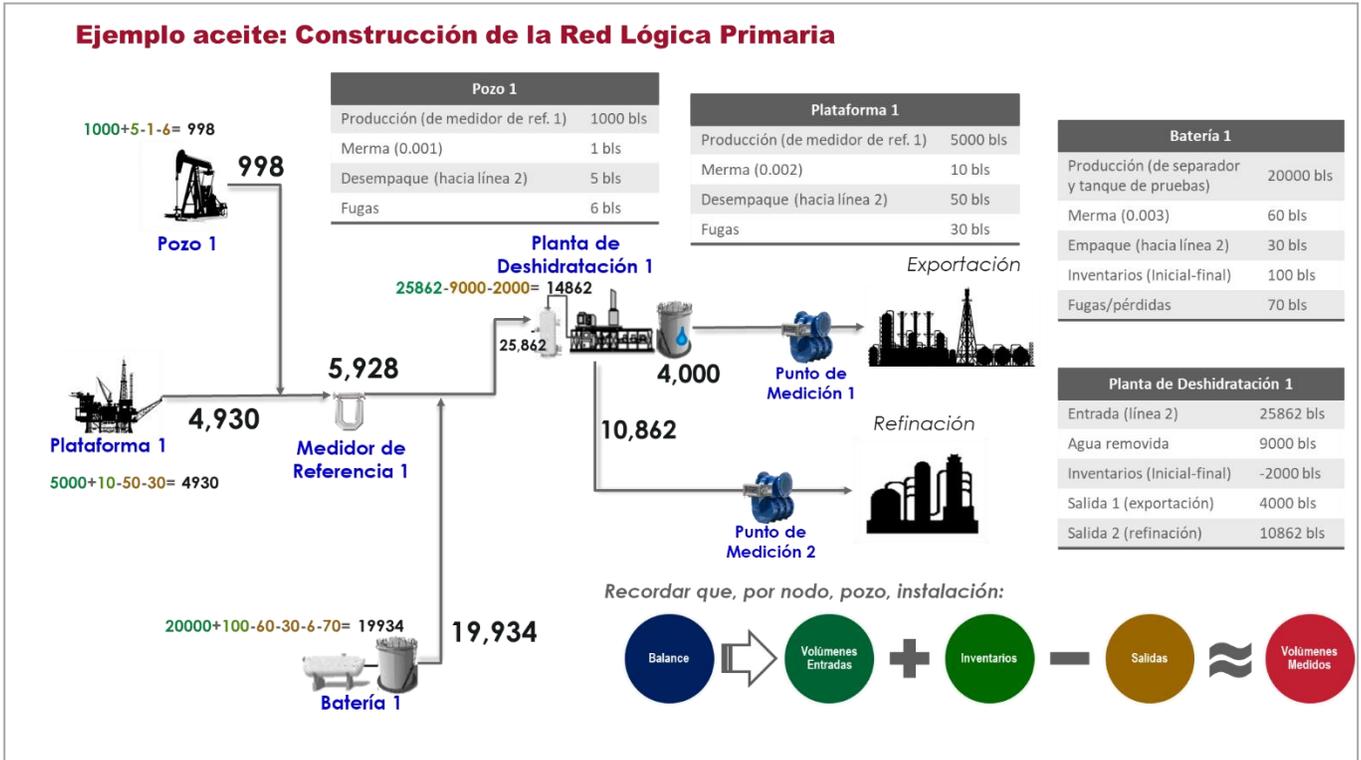


Fig. A2.1. Conformación de la Red Lógica Primaria

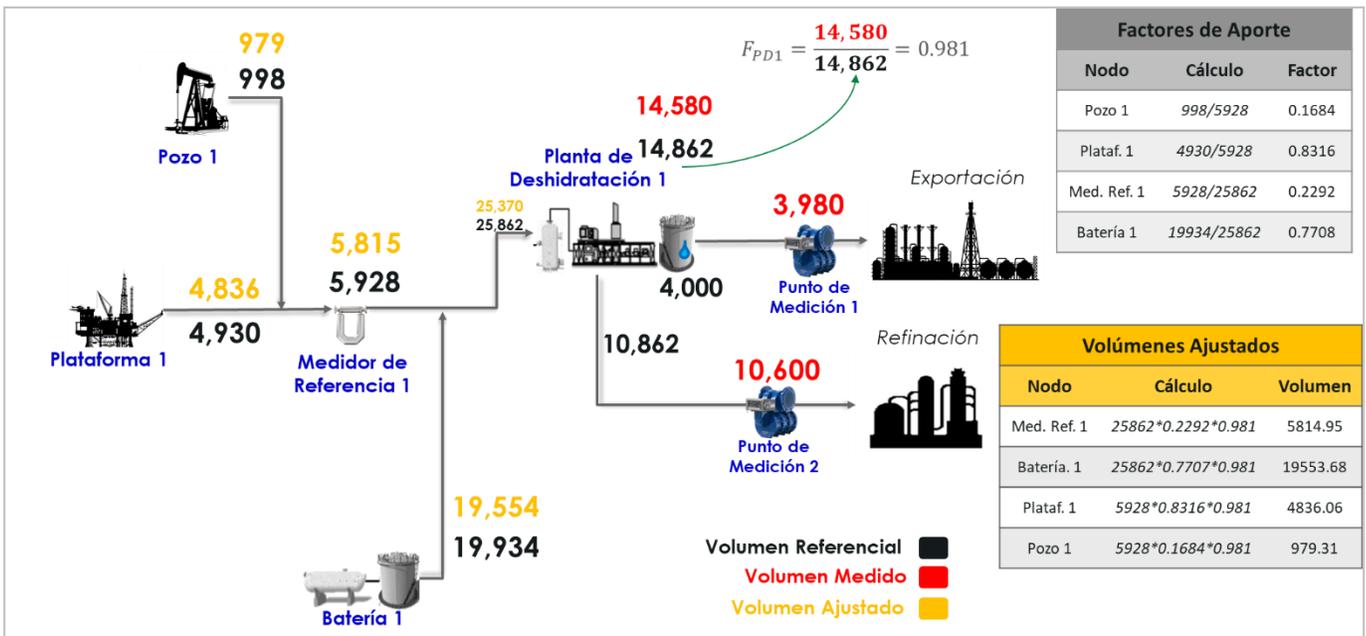


Fig. A2.2. Factores de Aporte y Ajustes de Volúmenes Referenciales