

Formato de Presentación

ACIPET

Mejora del proceso de asignación de producción mediante la automatización del cálculo de los efectos de contracción y evaporación de la nafta en una mezcla de petróleo pesado

Autor(es): Jesley Sena de Lima, Amin Adolfo Claib, Henry Lozano Ruiz, Claudia Vásquez Garcia, Cristhian Tello Bahamon, Francisco Perez de la Cruz, Hector Ramirez Olarte, Roberto Soberanes Hernandez, SENSIA; Carlos Paz, Carlos Peña Rojas, Jorge Prada Mejia, ECOPETROL.

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

Para superar el reto de transportar petróleo pesado, de 8,5 API, por un oleoducto largo, el fluido altamente viscoso se mezcla con nafta (74 API). Esto aumenta la densidad API de la mezcla y mejora el flujo de fluido hasta el punto final. El método implica un cálculo complejo y requiere reasignar la producción de todas las redes que manejan nafta. Como el cálculo es propenso a fallar cuando se realiza manualmente, se buscó una solución automatizada.

Se ha diseñado un cálculo interactivo en el que se tienen en cuenta todos los datos volumétricos y de laboratorio para estimar la contracción y el índice de evaporación del petróleo pesado producido por diferentes yacimientos. El proceso comienza con la obtención de un factor de contracción basado en la calidad del crudo, diseñado específicamente para el petróleo pesado. Esto desencadena un proceso de cálculo recursivo para proporcionar la masa, la viscosidad y el API de la mezcla de petróleo pesado en la estación de recogida. Estos cálculos se añaden al proceso de asignación mediante una tarea iterativa de prorrateo para obtener varias variables intermedias calculadas, que se añaden a la red que se está asignando.

La forma más precisa y eficaz de realizar estas estimaciones es calcular la contracción de la nafta en petróleo pesado, calcular la evaporación de la nafta durante el transporte y, por último, calcular la viscosidad final de la mezcla y el API en función de la contracción del volumen de la nafta mediante varias iteraciones. Las iteraciones se detienen cuando la diferencia entre la viscosidad medida y la calculada es inferior al umbral de 0,01. Este flujo de trabajo afecta directamente a la asignación de la producción porque ajusta la mezcla del petróleo pesado. Además de tener una distribución volumétrica precisa, el equipo operativo puede darse cuenta de cuánto volumen de nafta se ha volatilizado y cuánto se ha enviado al petróleo fiscalizado. Posteriormente, el equipo puede identificar cuánto petróleo ha producido cada pozo. Además, los pasos de cálculo intermedios ofrecen una referencia de cuánto volumen de nafta se necesita para facilitar la movilidad del petróleo pesado dentro del oleoducto y la calidad esperada cuando esta mezcla se entrega en el punto final.

Las ventajas de sistematizar el flujo de trabajo de la contracción y evaporación de nafta pueden medirse por el costo de producción, el tiempo y la calidad de las actividades diarias. Anteriormente, el tiempo consumido en la realización de todas las actividades era superior a 1 hora y requería un ingeniero de operaciones dedicado, además del tiempo de configuración de las hojas de cálculo. Con los cálculos automatizados, el proceso dura menos de 10 minutos y no requiere la intervención humana. Además, los cálculos automatizados proporcionan seguridad en los datos y resultados precisos al minimizar los errores de manipulación de datos. Esta solución proporciona una alta trazabilidad de los datos y demuestra la capacidad del PDMS (Production Data Management System) para incluir variables externas en el proceso de asignación mediante programación adicional, con una alta confianza en los resultados.

Introducción

El yacimiento al que se refiere este trabajo es propiedad de una importante empresa operadora y produce un crudo de entre 8 y 18 API aproximadamente y viscosidades de entre 130 y 571.000 cSt (30°C) aproximadamente, con una tasa de producción aproximada de 65.000 BOPD. A pesar de su alta densidad, el crudo extrapesado es móvil en las condiciones del yacimiento debido a la temperatura anormalmente elevada del mismo. Sin embargo, a nivel de superficie, la movilidad es complicada.

El sistema de transporte de superficie conecta más de 180 pozos productores en varias agrupaciones, a través de más de 5 km de tuberías de 16 y 20 pulgadas. La alta viscosidad de los crudos pesados genera complejidad en las operaciones de transporte, ya que se requiere más energía para transportarlos. Esto conlleva una mayor exigencia para los sistemas de bombeo utilizados para el desplazamiento del petróleo, lo que, a su vez, se traduce en una reducción de la vida útil de los equipos debido a los mayores esfuerzos requeridos.

Durante las estrategias de transformación digital, el operador ha implementado un proceso automático para las asignaciones de producción, incluyendo escenarios de producción y condiciones operativas para maximizar la precisión de los volúmenes asignados. Una de esas condiciones está relacionada con el efecto de la dilución del petróleo pesado sobre los volúmenes asignados, que se calculan manualmente y deben automatizarse e incluirse en el proceso de asignación realizado por el sistema de gestión de datos de producción (PDMS) ya implantado.

Dilución de aceite pesado

Para resolver las complejidades relacionadas con las altas viscosidades del petróleo para este sistema de deshidratación y transporte en el campo, el propietario aplicó la dilución mezclando petróleo pesado con nafta (diluyente de baja viscosidad) para crear una mezcla con menor viscosidad que el petróleo pesado. Esto aumentó la eficacia de la ruptura de la emulsión de petróleo y agua durante el proceso de tratamiento, redujo la presión de bombeo necesaria para transportar la mezcla de petróleo a lo largo de los oleoductos y aumentó la movilidad del fluido dentro de los mismos. La nafta inyectada alcanzó aproximadamente 65 API y menos del 20% de relación gas-aceite (GOR). La relación entre la viscosidad y el diluyente en la mezcla es exponencial, por lo que el uso de pequeños porcentajes de diluyente puede tener un efecto importante en la viscosidad.

Fenómenos de evaporación y contracción de la nafta. La contracción se produce en las mezclas con nafta porque las moléculas más pequeñas del fluido ligero llenan los espacios vacíos entre las moléculas más pesadas del fluido pesado. Por lo tanto, al generar mezclas con crudos que tienen una gran diferencia de densidad, se obtendrá una mezcla con un volumen inferior al esperado. Por otro lado, la evaporación se presenta por los cambios de presión y/o temperatura que experimenta la mezcla de aceite pesado y nafta. Dependiendo de la presión y/o la temperatura, los componentes más ligeros pueden evaporarse y, por tanto, el volumen disminuye. Aunque se supone que la pérdida es en la nafta, también puede haber pérdidas de volumen en los fluidos pesados debido al gas que se libera por los cambios de presión y temperatura que experimenta el fluido.

Desafío de asignación – Allocation. La mezcla de crudo y nafta resuelve el problema de la movilidad; sin embargo, crea un reto adicional, que es la precisión del proceso de alocación, debido a los fenómenos de contracción y evaporación de la nafta. Los cambios de volumen derivados de esos fenómenos no se miden y, por tanto, es difícil determinar con exactitud la cantidad de petróleo que corresponde a cada fuente durante el proceso de alocación. Para resolver estos problemas, el operador ha desarrollado un "servicio de cálculo" con algunos algoritmos para calcular algunos factores como un índice que permite obtener los cambios de volumen resultantes de los fenómenos de contracción de la nafta en una mezcla con crudo pesado o extrapesado. Sin embargo, el operador ha estado realizando cálculos manuales para estimar el volumen de evaporación y luego aplicar estos volúmenes en el proceso de asignación, todo ello a partir de los factores obtenidos del servicio de cálculo. Ese proceso manual representa para el operador la inversión de un tiempo y unos recursos considerables para obtener la "corrección de nafta" para cada informe de asignación de producción, y se requieren tiempo y recursos adicionales si hay que hacer correcciones de datos. El tiempo medio para completar la asignación de nafta es de aproximadamente 2 hr/D porque un ingeniero de campo está realizando muchas otras tareas durante un día; cuando un ingeniero de campo no está familiarizado con el proceso, puede tardar más. La Fig. 1 ilustra el flujo de trabajo de asignación con la corrección manual de nafta.

MEJORA DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE PRODUCCIÓN MEDIANTE LA AUTOMATIZACIÓN DEL CÁLCULO DE LOS EFECTOS DE CONTRACCIÓN Y EVAPORACIÓN DE LA NAFTA EN UNA MEZCLA DE PETRÓLEO PESADO



Figura 1. Flujo de trabajo de asignación con corrección manual de nafta

Ecosistema de datos. La automatización del cálculo de nafta incluye muchas etapas, como la adquisición, la validación, el procesamiento y el almacenamiento de los datos. Cada etapa interactúa y ejerce influencia sobre las demás, y esa interdependencia exige la integridad de los datos y la privacidad de la comunicación en todo el proceso. El sistema de gestión de datos de producción (PDMS) implementado para el operador es una solución basada en la nube, y el flujo de trabajo de cálculo de nafta se ejecuta en este entorno (Fig. 2). Los datos utilizados en el flujo de trabajo de la nafta ya están disponibles y almacenados en el PDMS; los datos de entrada incluyen tasas de producción, inventarios e información de laboratorio. El flujo de trabajo de cálculo de nafta tiene una interfaz que lo conecta con un sistema externo, que es un servicio web (REST API) proporcionado por el servicio de cálculo; la comunicación entre los sistemas implementa una autorización de protocolo industrial OAuth 2.0 para mantener la seguridad del intercambio de datos. El servicio de cálculo proporciona el volumen de contracción y el factor que se utilizará en el flujo de trabajo evocado por el proceso de cálculo de nafta en el que una implementación de cálculo numérico computa el volumen de evaporación. Los flujos de trabajo de nafta alimentan el motor de asignación con volúmenes precisos de contracción, evaporación y nafta y desencadenan el cálculo de asignación. Los resultados de la asignación se almacenan en la base de datos, y la información se comparte con el personal operativo y de gestión a través de informes diarios y cuadros de mando, según el nivel de acceso definido para cada usuario.

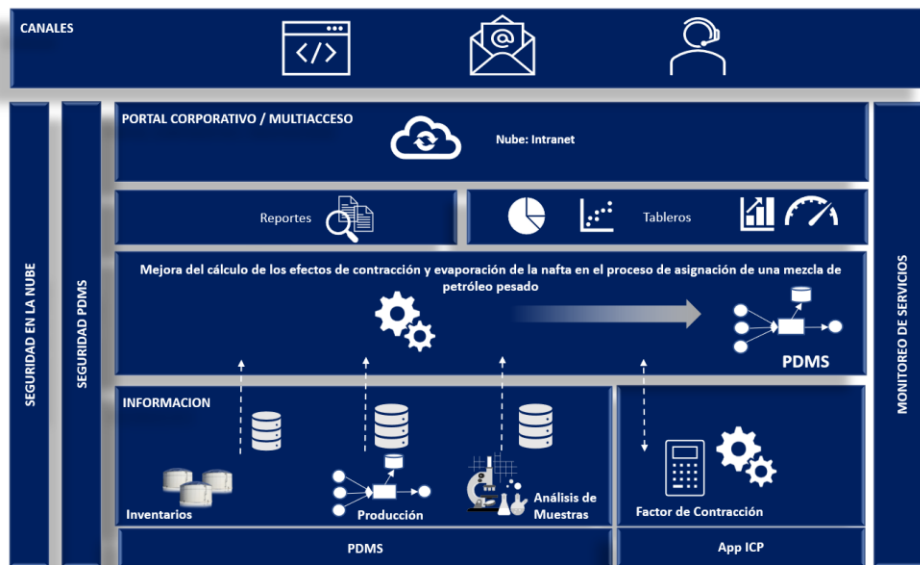


Figura 2. Ecosistema de datos

Alcance de la solución

Para reducir el tiempo de asignación que requiere el cálculo manual, se ha implementado una solución automatizada que permite realizar el balance de masas del campo sin utilizar hojas de cálculo ni ningún otro cálculo manual. La solución preserva la precisión y la trazabilidad de la información al tiempo que permite un proceso de revisión y auditoría.

El flujo de trabajo automatizado debe comunicarse con el servicio web de cálculo para recibir el factor de contracción y el volumen mientras realiza los cálculos automáticos del volumen de evaporación. Este volumen debe integrarse en la asignación de producción ejecutada automáticamente y sin intervención humana.

Además, el flujo de trabajo automatizado debe realizar cálculos del índice de viscosidad aplicando el modelo Chevron-Riazi (Riazi 2005) para obtener los valores de viscosidad de la mezcla. Estos valores se utilizan como parámetros de control y se comparan con la viscosidad medida en el campo para alcanzar los volúmenes adecuados que intervienen en el balance de masas.

Por último, los flujos de trabajo automatizados deben ser capaces de conservar todos los pasos de cálculo y los resultados en el PDMS para incorporarlos a los informes de producción personalizados y a los informes de auditoría, si es necesario.



Figura 3. Alcance de la solución.

Metodología computacional

Objetivos de cálculo. Como se ha mencionado, el parámetro de control es la viscosidad final de la mezcla (a nivel de la batería de separación). La viscosidad calculada empíricamente se comparará con la viscosidad medida. Esta medición se realiza en el punto de venta situado en la batería de separación final de la red de campo. Para que se considere una estimación aceptable, la diferencia entre ambas debe estar comprendida entre -0,01 y 0,01. Para obtener la viscosidad final de la mezcla, el flujo de trabajo aplica el modelo Chevron-Riazi (Riazi 2005). Este modelo ha sido probado en trabajos anteriores y ha demostrado un buen ajuste con la mezcla final de petróleo pesado de campo. Las ecuaciones 1 y 2 muestran las variables que intervienen en el cálculo empírico de la viscosidad.

$$\mu_b = 10^{\frac{3 \times VBN_b}{1 - VBN_b}} \quad (1)$$

$$VBN_b = \frac{\sum \left(vol_{HO} \times \frac{\log \mu_{HO}}{3 + \log \mu_{HO}} \right)}{Vol_b} \quad (2)$$

donde

μ_b : Viscosidad de la mezcla final de aceites (cSt)

VBN_b : Número de mezcla de volumen (adimensional)

Vol_{HO} : Volumen de cada flujo de petróleo pesado que forma la mezcla (bbl)

μ_{HO} : Viscosidad de cada corriente de petróleo pesado que forma la mezcla (cSt)

Vol_b : Volumen de la mezcla final de aceite (bbl)

Una vez obtenida la viscosidad final de la mezcla, se compara con la viscosidad medida en campo. Cuando la diferencia entre ambas no cumple el criterio de aceptación, la solución implementada aplica automáticamente el método de bisección matemática, que reduce repetidamente a la mitad un intervalo hasta encontrar la raíz del sistema. Cuando se identifica un intervalo [a, b] (Ecuación 3), se calcula el valor de c, que se probará como solución del sistema. El proceso comienza con:

$$c = \frac{a+b}{2} \tag{3}$$

donde

a: Límite inferior del intervalo

b: Límite superior del intervalo

El intervalo $[a,b]$ se sustituye por $[c,b]$ o por $[a,c]$ en función del resultado de $f(c)$; el objetivo es obtener un intervalo más pequeño que siga conteniendo una raíz (véase la Fig. 4) que proporcione una viscosidad medida. Este proceso se continúa hasta que se cumpla el criterio de aceptación.

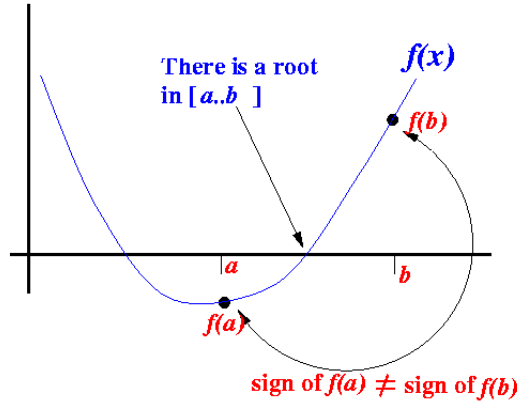


Figura 4. Método de bisección.

En esta implementación, el intervalo elegido es [volumen de mezcla de aceite final, volumen de mezcla de aceite final + 10%], y se ajusta dinámicamente si es necesario. Una vez que se cumple el criterio de aceptación, los volúmenes de contracción y evaporación obtenidos se incorporan a la red de asignación de campos, y se ejecuta el proceso de asignación.

Cálculo del volumen inicial. Para estimar la viscosidad final de la mezcla, se realizan varios cálculos de forma secuencial. Los datos de la corriente volumétrica individual con sus propiedades físicas son la información fundamental que guía el proceso de búsqueda de las mezclas y de la mezcla final, incluido el cálculo de propiedades como la masa y las densidades.

En general, las variables para resolver los cálculos requeridos son los volúmenes, el API conocido y las viscosidades medidas para cada corriente de petróleo pesado e inyección de nafta, junto con el volumen de contracción obtenido a través de un servicio web. El servicio web permite que el sistema de gestión de datos de producción (PDMS) se conecte con el servicio de cálculo que estima el volumen de contracción. Esta estimación se realiza mediante algoritmos confidenciales que no se evalúan, discuten ni analizan en este trabajo.

La mezcla de campo está formada por siete corrientes diferentes de petróleo pesado y extrapesado. Para cada una de ellas se han medido los volúmenes (bbl), el API y la viscosidad (cSt) (véase la Tabla 1), que se cargan en el PDMS. A partir de esos valores, la solución realiza cálculos para obtener la masa del petróleo, la densidad, el peso específico y el número de mezcla en volumen.

Corriente	Volumen	Masa	API	S.G.	Viscosidad	VBN	Densidad
Flujo individual	Informado	Calculado	Informado	Calculado	Informado	Calculado	Calculado

Tabla 1. Estado de los datos de los distintos flujos de petróleo

Una vez realizados esos cálculos y almacenados en la base de datos, el proceso avanza para calcular el volumen y las propiedades (véase el cuadro 2) de una mezcla preliminar de petróleo pesado, que hemos identificado como HM1. Para generar el primer volumen HM1, el proceso general consiste en sumar los volúmenes de cada corriente y, a continuación, realizar los cálculos para identificar las propiedades físicas:

$$Vol_{HM1} = \sum Vol_{HO} \tag{4}$$

donde

Vol_{HM1} : Volumen de HM1 (bbl)

Vol_{HO} : Volumen de cada corriente de petróleo pesado que forma el HM1 (bbl)

Corriente	Volumen	Masa	API	S.G.	Viscosidad	VBN	Densidad
HM1	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado

Tabla 2. Estado de los datos para HM1.

Cálculos de contracción. Tras obtener el volumen y las propiedades físicas del HM1, el PDMS utiliza el servicio web para enviar tres parámetros al servicio de cálculo: El API de la nafta (medido al cargar en el PDMS), el API calculado del HM1 y el porcentaje de dilución, que es calculado por el PDMS:

$$Dil = \frac{Vol_{Nph}}{Vol_{Nph} + Vol_{HM1}} \quad (5)$$

donde

Vol_{HM1} : Volumen de HM1 (bbl)

Vol_{Nph} : Volumen de nafta inyectada (bbl)

Dil: Porcentaje de dilución de la mezcla (%)

Con esas entradas, el servicio de cálculo realiza los cálculos para obtener el factor de contracción y el volumen, considerando que no hay evaporación en este punto. El factor de contracción y el volumen calculados por el servicio de cálculo se envían de vuelta al PDMS a través del servicio web y se almacenan en la base de datos, junto con los cálculos anteriores. Tras obtener el volumen encogido, el PDMS procede a recalcular los nuevos volúmenes y propiedades incorporando la contracción a HM1. Esta nueva mezcla se denomina HM2, para identificarla dentro del proceso:

$$Vol_{HM2} = Vol_{HM1} + Sk \quad (6)$$

donde:

Vol_{HM1} : Volumen de HM1 (bbl)

Vol_{HM2} : Volumen de HM2 (bbl)

Sk: Volumen de contracción (bbl)

Al igual que con el HM1, el PDMS calcula las propiedades (véase la Tabla 3) del HM2; sin embargo, hay dos excepciones particulares para la gravedad específica y el número de mezcla en volumen. Para obtener esos dos valores, el PDMS utiliza los volúmenes de cada corriente de petróleo pesado que forma el HM2 (que son los mismos para el HM1) ajustando cada volumen mediante el descuento de un volumen de contracción prorrateado correspondiente para cada corriente.

Corriente	Volumen	Masa	API	S.G.	Viscosidad	VBN	Densidad
HM2	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado

Tabla 3. Estado de los datos para HM2.

Una vez obtenidos el volumen y las propiedades del HM2, el siguiente paso es calcular el volumen y las propiedades de la primera mezcla de petróleo, incluyendo el inventario y la nafta inyectada. Esta primera mezcla se denomina Blend1 para identificarla dentro del proceso. El objetivo de la Mezcla1 es evaluar la viscosidad calculada frente a la medida en el punto de venta, para determinar si ha habido evaporación.

MEJORA DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE PRODUCCIÓN MEDIANTE LA AUTOMATIZACIÓN DEL CÁLCULO DE LOS EFECTOS DE CONTRACCIÓN Y EVAPORACIÓN DE LA NAFTA EN UNA MEZCLA DE PETRÓLEO PESADO

$$Bln_1 = Vol_{HM2} + Vol_{Inv} + Vol_{Nph} \quad (7)$$

Dónde:

Bln_1 : Volumen de petróleo Mezcla1 (bbl)

Vol_{HM2} : Volumen de HM2 (bbl)

Vol_{Inv} : Volumen de inventario inicial de la asignación (bbl)

Vol_{Nph} : Volumen de nafta inyectada (bbl)

Con el volumen de Blend1 obtenido, el PDMS realiza los cálculos para obtener las propiedades de la mezcla, considerando el HM2, el inventario inicial de petróleo y la nafta inyectada como corrientes que forman la mezcla. Sin embargo, para calcular las propiedades de la Mezcla1 (ver Tabla 4).

Corriente	Volumen	Masa	API	S.G.	Viscosidad	VBN	Densidad
Inventario	<i>Informado</i>	Calculado	<i>Informado</i>	Calculado	<i>Informado</i>	Calculado	Calculado
Nafta	<i>Informado</i>	Calculado	<i>Informado</i>	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado
Mezcla 1	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado

Tabla 4. Estado de los datos para el aceite Blend1.

Cálculos de evaporación. Después de obtener la viscosidad calculada de Blend1, el sistema valida si la diferencia entre las viscosidades medida y calculada está dentro del rango permitido. Si el valor cumple el prerrequisito, el proceso termina. Sin embargo, este primer cálculo de contracción sin evaporación rara vez cumple el prerrequisito; normalmente, el proceso continúa con la siguiente fase para considerar la evaporación.

Los volúmenes de contracción y evaporación deben ser ajustados para permitir una viscosidad final calculada cuando la condición de diferencia de viscosidad no es satisfecha. Para lograr esto, seguimos el mismo camino de los cálculos de contracción, pero esta vez restando un volumen de evaporación del volumen de nafta, en los cálculos del porcentaje de dilución, luego calculamos una nueva mezcla llamada HM3 y finalmente calculamos una nueva mezcla llamada Blend2 con todas sus propiedades correspondientes, incluyendo el inventario y la nafta inyectada (ver Tabla 5).

Corriente	Volumen	Masa	API	S.G.	Viscosidad	VBN	Densidad
Inventario	<i>Informado</i>	Calculado	<i>Informado</i>	Calculado	<i>Informado</i>	Calculado	Calculado
Nafta	<i>Informado</i>	Calculado	<i>Informado</i>	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado
Mezcla 2	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado	Calculado

Tabla 5. Estado de los datos para Blend2.

Después de obtener la viscosidad calculada de Blend2, el sistema valida si la diferencia entre las viscosidades medidas y calculadas está dentro del rango permitido. En el primer intento, esos valores no cumplirán los criterios de aceptación porque estamos considerando el volumen de evaporación como cero. Sin embargo, esta primera iteración permite al sistema aplicar el método de bisección y encontrar un nuevo valor de viscosidad.

Con este nuevo valor de viscosidad para la Mezcla2, el PDMS puede encontrar los volúmenes corregidos para cada corriente de aceite que forma la Mezcla2, utilizando el método Chevron de viscosidad (Ecuaciones 1 y 2). A partir de esos volúmenes corregidos, el sistema puede conocer el volumen de evaporación. Éste se añade al porcentaje de dilución que el servicio de cálculo utiliza para determinar un nuevo volumen de contracción.

Con esos nuevos volúmenes de contracción y evaporación, el PDMS realiza todos los cálculos necesarios para los volúmenes y las propiedades de Blend2 y evalúa la nueva viscosidad calculada frente a la medida. Si se cumple el criterio de aceptación, el proceso termina. Si no, el sistema aplica el método de bisección para determinar un nuevo valor de viscosidad matemática y repite el proceso anterior.

Utilizando el cálculo recursivo, como se ha dicho antes, la contracción y la evaporación deben ajustarse para identificar la viscosidad final calculada y todas las propiedades para la Mezcla2 y sus flujos aportados. Este proceso de cálculo recursivo debe continuar hasta detectar una viscosidad para la Mezcla2 que satisfaga la condición de que la diferencia entre ésta y la viscosidad medida esté entre -0,01 y 0,01.

Una vez que se cumple el criterio de aceptación, el cálculo numérico proporciona los volúmenes de contracción y evaporación, que se incluyen en la asignación, y en consecuencia ajusta el volumen de nafta utilizado en la asignación de la red del campo (véase la figura 5). En este punto, el proceso de asignación es ejecutado por el PDMS con alta certeza de los efectos de contracción y evaporación sobre los volúmenes asignados.

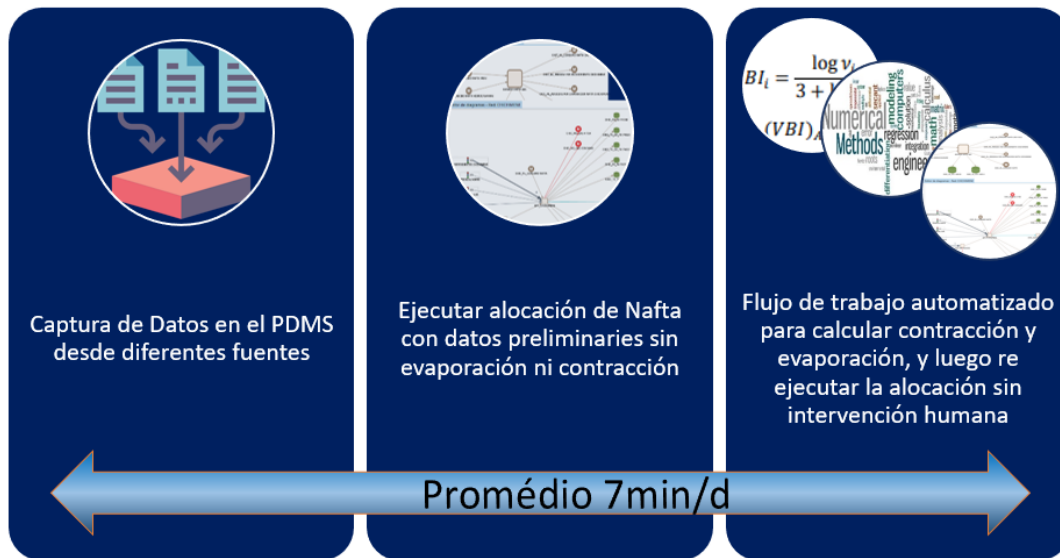


Figura 5. Flujo de trabajo de asignación tras la actualización.

Resultados

El proceso de cálculo implementado respeta la misma metodología de cálculo aprobada por la agencia nacional de Hidrocarburos colombiana (ANH), que se realiza por balance de masas de la nafta inyectada y la mezcla de crudo pesado siguiendo los cambios de densidad y viscosidad y añadiendo mejoras como la aplicación de métodos numéricos iterativos y la adición de la ecuación de contracción (desarrollada por el servicio de cálculo) a través de un servicio web API.

Tras la implementación de la actualización de la asignación en el PDMS, se realizó una comparación entre la asignación manual y la automatizada. Durante 36 días, se ejecutaron diariamente dos asignaciones: una con cálculos manuales y otra totalmente automatizada (la actualizada). Como resultado principal, la diferencia media entre el cálculo del volumen de evaporación manual y el automatizado fue del 0,3%, y la diferencia media entre el cálculo del volumen de contracción manual y el automatizado fue del 1,2% (Tabla 7).

#	Diferencia Contracción [bbl]	Diferencia Contracción [%]	Diferencia Evaporación [bbl]	Diferencia Evaporación [%]
1	9.39	1.23%	-2.47	-0.12%
2	9.64	1.21%	-2.28	-0.12%
3	10.09	1.24%	-16.93	-0.91%
4	10.37	1.29%	-21.16	-1.23%

MEJORA DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE PRODUCCIÓN MEDIANTE LA AUTOMATIZACIÓN DEL CÁLCULO DE LOS EFECTOS DE CONTRACCIÓN Y EVAPORACIÓN DE LA NAFTA EN UNA MEZCLA DE PETRÓLEO PESADO

#	Diferencia Contracción [bbl]	Diferencia Contracción [%]	Diferencia Evaporación [bbl]	Diferencia Evaporación [%]
5	10.54	1.26%	-2.32	-0.20%
6	11.44	1.33%	-2.44	-0.35%
7	10.66	1.34%	-2.4	-0.09%
8	10.51	1.29%	-2.59	-0.14%
9	9.97	1.25%	-2.26	-0.17%
10	10.1	1.27%	-2.35	-0.12%
11	9.8	1.22%	-2.37	-0.22%
12	10.52	1.27%	-2.14	-0.33%
13	9.68	1.22%	-2.22	-0.33%
14	9.72	1.22%	-2.24	-0.35%
15	9.06	1.22%	-1.88	-0.10%
16	10.09	1.28%	-3.78	-0.56%
17	9.97	1.24%	-8.06	-1.33%
18	9.53	1.22%	-0.63	-0.04%
19	9.99	1.27%	-2.26	-0.11%
20	9.29	1.24%	-2.1	-0.07%
21	9.85	1.24%	-10.06	-0.61%
22	9.51	1.20%	-2.38	-0.21%
23	9.06	1.20%	-5.85	-0.31%
24	9.55	1.21%	-4.97	-0.26%
25	9.06	1.21%	-17.32	-0.68%
26	8.45	1.11%	36.14	1.64%
27	9.48	1.21%	-2.18	-0.08%
28	9.4	1.20%	-2.32	-0.08%
29	8.45	1.15%	-1.93	-0.05%
30	9.18	1.21%	-2.37	-0.10%
31	9.54	1.25%	-15.1	-0.60%
32	9.65	1.24%	-2.18	-0.09%
33	9.85	1.27%	-2.26	-0.09%
34	9.43	1.22%	-5.55	-0.33%
35	9.45	1.21%	-1.85	-0.14%
36	9.51	1.24%	-2.08	-0.12%
37	9.45	1.24%	-2.2	-0.10%

Tabla 6. Comparación de cálculos

Gráficamente, la evaporación muestra diferencias de magnitud mínimas y las diferencias con los valores calculados en porcentaje son siempre inferiores al 2% (Figura 6). Del mismo modo, los gráficos de contracción muestran también diferencias de magnitud mínimas con diferencias porcentuales inferiores al 1,5% (Figura 7). Esto es especialmente importante, teniendo en cuenta que el proceso automatizado considera ahora varias posiciones decimales, más que el cálculo manual.

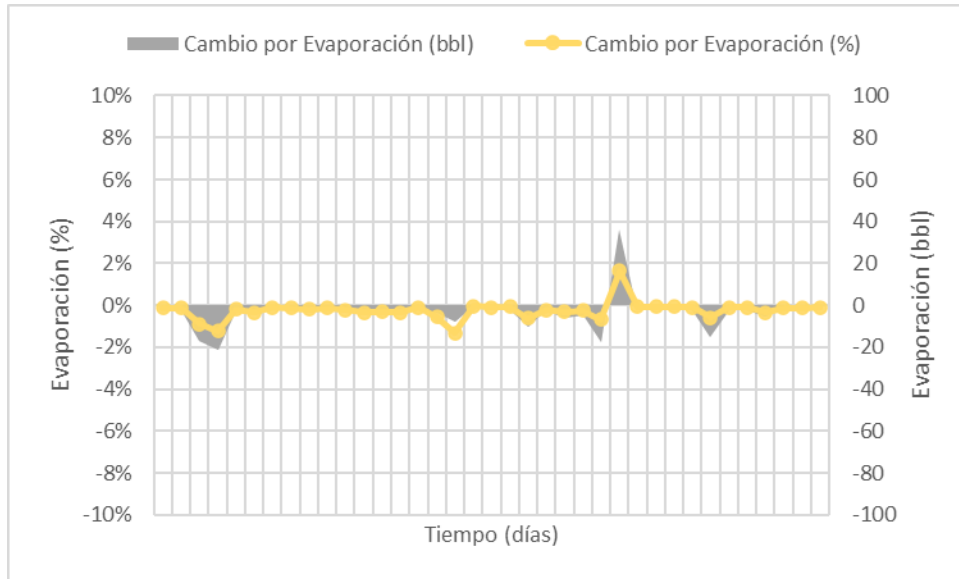


Figura 6. Diferencias en el cálculo de la evaporación.

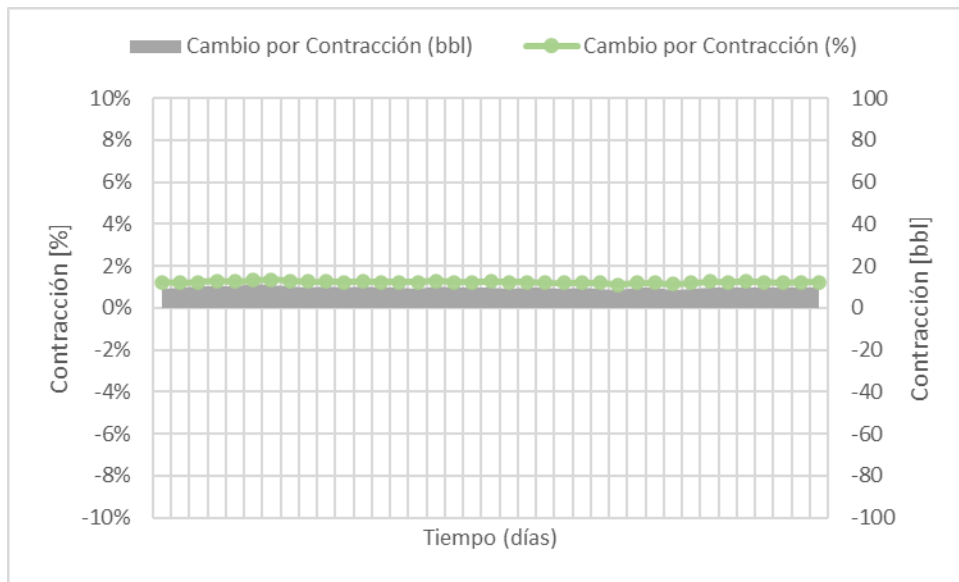


Figura 7. Diferencias en el cálculo de la contracción.

Como puede verse en las figuras 8 y 9, el análisis de proporcionalidad de la evaporación y la contracción muestra una relación proporcional entre el cálculo manual y el automatizado para la evaporación y para la contracción. Esto demuestra que se mantienen las mismas ecuaciones y la misma metodología tanto en el proceso manual como en el automatizado.

MEJORA DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE PRODUCCIÓN MEDIANTE LA AUTOMATIZACIÓN DEL CÁLCULO DE LOS EFECTOS DE CONTRACCIÓN Y EVAPORACIÓN DE LA NAFTA EN UNA MEZCLA DE PETRÓLEO PESADO

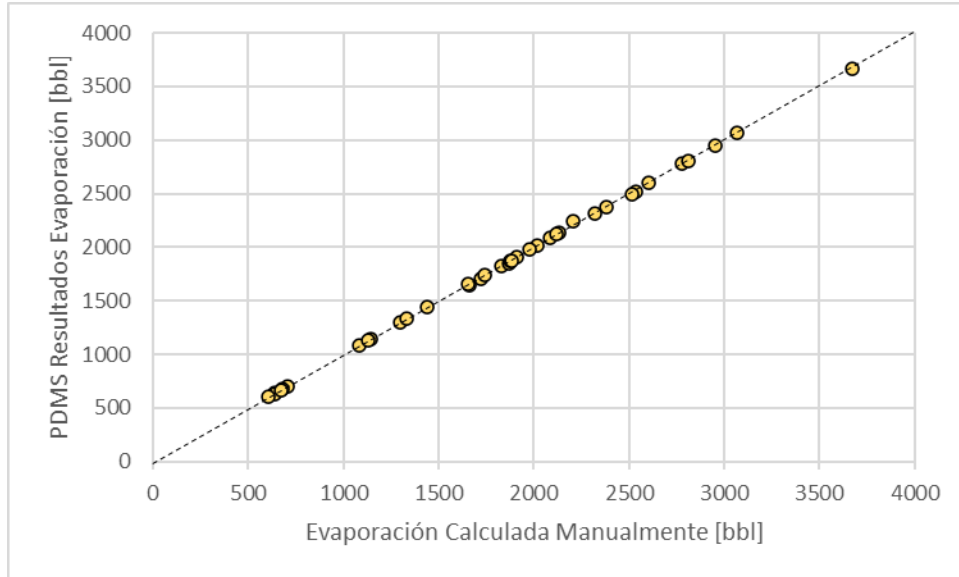


Figura 8. Proporcionalidad de la evaporación.

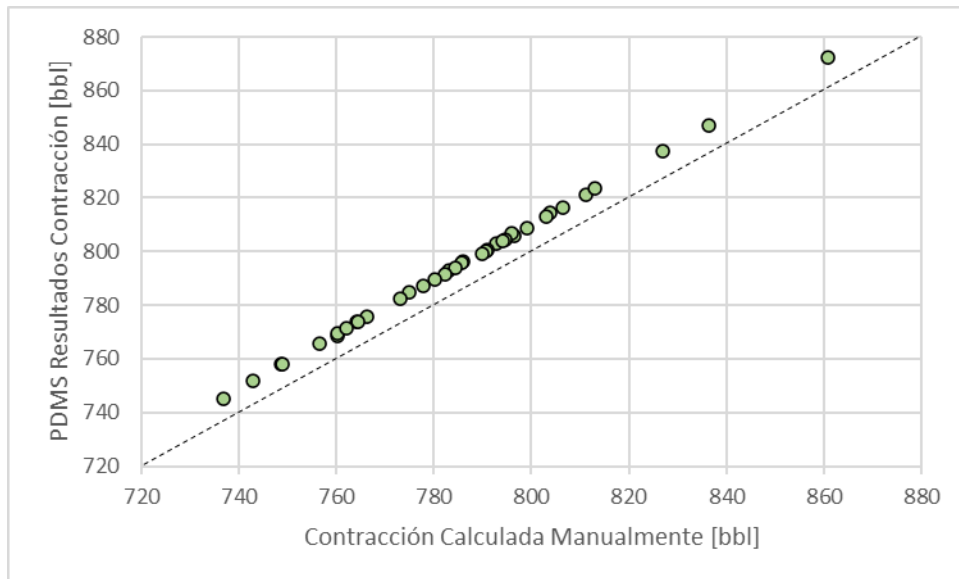


Figura 9. Proporcionalidad de la contracción.

Conclusiones

1. El operador ejecuta las asignaciones en menos de 10 minutos, lo que es considerablemente más rápido que las 2 horas que antes necesitaba una persona para realizar todos los cálculos manualmente y atender otras tareas al mismo tiempo.
2. La precisión y la exactitud de los resultados se han maximizado con la aplicación del proceso de cálculo automatizado.
3. Los cálculos complejos automatizados han supuesto una reducción de tiempo para el operario, ya que los resultados están disponibles más de 10 veces más rápido que con el enfoque manual.
4. Con esta aplicación, el operador evita los incumplimientos porque todo el cálculo y la asignación forman parte de un sistema auditable.

5. El PDMS utilizado para esta implementación permite este tipo de mejoras sin impacto negativo para el rendimiento o el sistema en general.
6. Esta actualización es una prueba de la posibilidad de mejorar los procesos y sistemas en beneficio de los usuarios de la solución.
7. Al aumentar la seguridad de los resultados de los cálculos, el operador puede demostrar su fiabilidad a los organismos reguladores y a los clientes.
8. La automatización de este flujo de trabajo ha mejorado la calidad del trabajo con una reducción sustancial de los errores en la captura de datos, sin necesidad de que un experto ejecute la asignación.
9. Esta implementación proporciona un almacenamiento seguro de los datos en la base de datos a efectos de auditoría.
10. El motor del PMDS demostró la flexibilidad y la escalabilidad necesarias para satisfacer los requisitos de la empresa.

Referencias

1. Guarín, F., García, C. A. Prada, C. A. et al. 2010. Un Nuevo Modelo de Flujo para Crudos Extrapesados: Estudio de caso Campo Chichimene, Colombia. Ponencia presentada en la Conferencia de Ingeniería Petrolera de América Latina y el Caribe de la SPE, Lima, Perú, 1-3 de diciembre. SPE-138934-MS. <https://doi.org/10.2118/138934-MS>.
2. López, J. E., Chaustre, A. J., y Ayala, C. A. 2014, Producción de petróleo extrapesado de la cuenca de los Llanos, Colombia, mediante bombas de cavidad progresiva y bombas eléctricas sumergibles: Estudio de caso en el campo Chichimene. Ponencia presentada en la Conferencia Spe Heavy and Extra Heavy Oil: Latinoamérica, Medellín, Colombia, 24-26 de septiembre SPE-171041-MS. <https://doi.org/10.2118/171041-MS>.
3. Orozco, A., Delgado, E., Pacheco, C. et al. 2020. Desafío en el manejo del agua convertido en una respuesta ambiental amigable resultado de estimulaciones exitosas con Coiled Tubing en pozos de inyección de agua: Estudio de caso del campo Chichimene en Colombia. Documento presentado en la Conferencia de Ingeniería Petrolera de la SPE para América Latina y el Caribe, Virtual, 27-31 de julio. SPE-199008-MS. <https://doi.org/10.2118/199008-MS>.
4. Gómez, F. B. 2010. Optimización del Sistema de Transporte y Curdo Pesado y Extrapesado del Campo Chichimene. Tesis Universidad Industrial de Santander. 2010.
5. Peralta, A. F., Blanco, J. D., Reina, J. F. et al. 2017. Transporte De Crudo Pesado Por Oleoducto Usando El Método De Dilución: Un Enfoque Práctico Para Modelar La Caída De Presión Y La Precipitación De Asfaltenos. El Reventón Energético.
6. Guarín, F., C.A. García, C. A., y Orozco, L. M. 2012. Modelos para la estimación del factor de contracción en las mezclas de diluyentes con crudos pesados colombianos. Ponencia presentada en la Conferencia de Ingeniería Petrolera de SPE América Latina y el Caribe, Ciudad de México, México, 16-18 de abril. SPE-153554-MS. <https://doi.org/10.2118/153554-MS>.
7. Alboudwarej, H., Mohan, J., Gozalpour, F. et al. 2018. Producción de petróleo extrapesado mediante dilución: Viscosidad 2005. Medición y modelización. Documento presentado en la reunión regional occidental de la SPE, Garden Grove, California, Estados Unidos, 22-26 de abril. SPE-190084-MS. <https://doi.org/10.2118/190084-MS>.
8. Riazi, M. 2005. Characterization and Properties of Petroleum Fractions. ASTM Manual Series: MNL50.