

PROCESO DE DILUCIÓN DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE SIMULACIÓN COMPUTACIONAL

Luis Moya Alchundia



UNIVERSIDAD DE
GUAYAQUIL



**W^{Live}
Working**
EDITORIAL

ISBN: 978-9942-45-003-6



CRÉDITOS
ESTUDIO DEL PROCESO DE DILUCIÓN DE CRUDOS
PESADOS MEDIANTE SIMULACIÓN
COMPUTACIONAL

Autor:

Luis Moya Alchundia

Docente de la Universidad de Guayaquil

Dirección y Coordinación Editorial:

Sara Díaz Villacís

Maquetación y portada:

Guido Poveda

© ® Derechos de copia y Propiedad intelectual

Libro bajo revisión técnica y didáctica de pares
independientes

www.liveworkingeditorial.com

Guayaquil - Ecuador

Octubre del 2023

Enlace del libro:

https://liveworkingeditorial.com/product/crudos_pesados/

ISBN: 978-9942-45-003-6



ii

ISBN: 978-9942-45-003-6



ÍNDICE

Créditos.....	ii
Índice	iii
Introducción.....	1
Prólogo	3
Dedicatoria y agradecimiento	5
Reseña del autor.....	7
Capítulo I.....	9
El petróleo	9
Origen	11
Tipos de yacimiento	13
Tipos de crudo.....	17
Composición del crudo	21
Propiedades físicas del petróleo	24
Viscosidad.....	26
Volatilidad.....	27
La producción de petróleo tiene varias etapas:	31
Métodos de recuperación	32
Etapas de recuperación.....	32
Recuperación primaria	32
Recuperación secundaria.....	34
Recuperación mejorada.....	35
Los métodos EOR se clasifican en.....	37

Estaciones de recolección	38
Estabilización	38
Deshidratación	39
Dilución	42
Calentamiento	43
Reductores del punto de ebullición	50
Reducción de fricción	51
Aditivos reductores	52
Flujo de núcleo anular.....	54
Mejoramiento in situ	57
Capítulo II.....	59
Dilución De Crudos Pesados	59
Objetivos de los procesos de dilución.....	61
Descripción operacional de los procesos de dilución.....	62
Variables operacionales	63
Propiedades del crudo diluido.....	63
Recuperación de los diluentes.....	64
Estabilidad y compatibilidad.....	65
Agregación y precipitación de los asfáltenos	66
Capítulo III	70
Metodología experimental.....	70
Destilación al vacío, caracterización de los crudos y los diluentes	70
Destilación al vacío.....	71
Determinación experimental aplicando una destilación al vacío.....	71
Densidad y gravedad °API.....	75

Gravedad específica 60°/60°f.	75
Determinación experimental de la densidad y gravedad °API	76
Viscosidad.....	77
Determinación experimental de la viscosidad.....	78
Metodología para la caracterización y simulación de hidrocarburos y sus mezclas usando el simulador de procesos aspen plus.....	80
Capítulo IV	95
Resultados obtenidos	95
Propiedades físicas de los fluidos	96
Mezclado de crudo y diluentes.....	96
Curva de destilación de los crudos.....	101
Curvas de destilación de los crudos pesados y los diluentes	103
Curva de destilación de las mezclas	103
Crudo pesado hamaca mezclado 85/15% con solvente.....	107
Crudo pesado Boscan mezclado 85/15% con solvente.....	108
Crudo pesado pilón mezclado 85/15% con solvente.....	109
Crudo pesado hamaca mezclado 80/20% con solvente.....	110
Crudo pesado boscán mezclado 80/20% con solvente.....	111
Crudo pesado pilón mezclado 80/20% con solvente.....	112

Crudo pesado hamaca mezclado 70/30% con solvente.....	113
Crudo pesado Boscan mezclado 70/30% con solvente.....	113
Crudo pesado pilón mezclado 70/30% con solvente.....	114
Sistemas de bombeo de las mezclas de crudos pesados .	115
Crudo hamaca – kerosene, mezcla 70/30% en masa.....	116
Crudo hamaca – kerosene, mezcla 80/20% en masa.....	120
Crudo hamaca – kerosene, mezcla 85/15% en masa.....	124
Crudo hamaca – corte atmosférico, mezcla 70/30% en masa	128
Crudo hamaca – corte atmosférico, mezcla 80/20% en masa	131
Crudo hamaca – corte atmosférico, mezcla 85/15% en masa	135
Crudo hamaca – rosa mediano, mezcla 70/30% en masa.....	138
Crudo hamaca – rosa mediano, mezcla 80/20% en masa.....	141
Crudo hamaca – rosa mediano, mezcla 85/15% en masa.....	144
Crudo pesado pilón – solvente kerosene 70/30% en masa	147

Crudo pesado pilón – solvente kerosene 80/20% en masa	150
Crudo pesado pilón – solvente kerosene 85/15% en masa	154
Crudo pesado pilón – solvente corte atmosférico 70/30% en masa.....	156
Crudo pesado pilón – solvente corte atmosférico 80/20% en masa.....	160
Crudo pesado pilón – solvente corte atmosférico 85/15% en masa.....	162
Crudo pesado pilón – solvente crudo rosa mediano 70/30% en masa.....	166
Crudo pesado pilón – solvente crudo rosa mediano 80/20% en masa.....	169
Crudo pesado pilón – solvente crudo rosa mediano 85/15% en masa.....	172
Crudo pesado boscán – solvente crudo kerosene 70/30% en masa	174
Crudo pesado boscán – solvente crudo kerosene 80/20% en masa	178
Crudo pesado boscán – solvente crudo kerosene 85/15% en masa	181
Crudo pesado boscán – solvente corte atmosférico 70/30% en masa.....	184
Crudo pesado boscán – solvente corte atmosférico 80/20% en masa.....	187
Crudo pesado boscán – solvente corte atmosférico 85/15% en masa.....	190

Crudo pesado boscán – solvente rosa mediano 70/30% en masa	194
Crudo pesado boscán – solvente rosa mediano 80/20% en masa	197
Crudo pesado Boscán – solvente rosa mediano 85/15% en masa	200
Conclusiones y Recomendaciones	205
Conclusiones	205
Recomendaciones.....	207
Referencias bibliográficas	208

INTRODUCCIÓN

Las reservas de crudo pesado no están consideradas como recursos energéticos debido a las dificultades y costos relacionados con su producción, razón por la cual se busca alternativas para el transporte de crudo pesado; en la práctica las opciones que han proporcionado mejores resultados son la dilución y emulsificación.

El problema de transporte de estos crudos por tubería se presenta por las altas viscosidades que los caracterizan, dificultando el flujo, debido a la viscosidad de los crudos es el factor más importante en el transporte de tubería se busca encontrar nuevas alternativas tanto económicas como ambientales que reduzcan la viscosidad del crudo.

La dilución se presenta como una alternativa para facilitar el transporte de crudos pesados y las mezclas ayudan a la reducción de la viscosidad del crudo, cuando se reduce la viscosidad del crudo pesado permite que este sea bombeado a través de tuberías.

El objetivo de esta investigación es estudiar el efecto de diversas variables operacionales sobre el proceso de dilución de crudos pesados para su transporte y determinación de sus propiedades físicas.

En consecuencia, para cumplir con los objetivos de la investigación es necesario conocer las características que presentó los tres crudos utilizados: Hamaca, Pión y Boscán, así como la preparación de las mezclas utilizando como diluentes kerosene, corte atmosférico y crudo rosa mediano con los datos obtenidos ser llevados al simulador Aspen Plus para verificar las propiedades de las mezclas preparadas.

Debido a que Venezuela tiene una de las mayores reservas de crudo pesado en el mundo y la producción de crudos convencionales ha declinado, este trabajo propone generar valiosa información para el proceso de dilución y contribuir en el transporte de crudos pesados.

Por otra parte, en el desarrollo de la investigación se realizó una serie de mezclas entre los crudos pesados y los diluentes y a continuación se procedió a medir la densidad, gravedad °API, viscosidad y se obtuvo la curva de destilación ASTM D1160 para cada mezcla formulada, con estos datos se simuló el proceso en el programa Aspen Plus el cual verifica las propiedades de cada una de las mezclas preparadas.

El desarrollo del trabajo considera la investigación bibliográfica para estudiar detalladamente el comportamiento de los crudos pesados con los diluentes a escala de laboratorio, así como también que parámetros debemos utilizar para lograr una buena mezcla entre el crudo y el diluyente.

Luis Moya Alahundia

PRÓLOGO

La elaboración de este libro es producto de una amplia trayectoria de formación y preparación profesional, desde mis inicios como estudiante de Ingeniería Mecánica en la Escuela Superior Politécnica del Litoral, hasta la obtención del grado de Magister Scientae en Ingeniería Química, Universidad de los Andes (Venezuela).

Esta obra, no sólo refleja el esfuerzo y dedicación a todo un proceso riguroso de investigación para la obtención del grado de Magister mencionado, sino en demostrar que la mecánica es una rama que necesita tener una materia para poder tener un “comienzo” y la química aporta esta materia; así ambos producen fenómenos a partir de la naturaleza como se menciona en el contenido de la obra, citando además que el ámbito en el cual un ingeniero químico se puede desarrollar es muy amplio.

Al giro de los resultados expuestos en este libro, se hace una objetiva indicación respecto al futuro de la Química en su relación estrecha con la Ingeniería Mecánica, por cuanto existen muchas investigaciones donde se expone la interrelación de estas en el análisis de nuevos y mejores compuestos de petróleo cada vez más eficientes y menos contaminantes, así como la optimización de procesos mecánicos de manera física o

mediante simulación computacional para obtener nuevos productos y derivados innovadores que sean capaces de mejorar las propiedades físico-químicas de la materia obtenida que beneficie a los equipos, motores, la industria, a la sociedad en general y el medio ambiente de una manera socialmente responsable.

Constituyéndose así en una obra de relevancia por cuanto permite ampliar los horizontes del conocimiento y desarrollo de nuevas competencias en la visión de los profesionales en muchas áreas de la ciencia, especialmente en la Ingeniería Mecánica y la Química.

Luis Moya Alchundia



DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTO



Dedicatoria:

Dedico este trabajo académico con cariño y amor a mis padres, José Eduardo y María Auxiliadora (+); el fruto de la educación que me brindaron en mi vida se refleja en esta obra.

Agradecimiento:

Agradezco a Dios por ser mi guía. A mi esposa por su comprensión, cariño y paciencia en esta etapa tan importante de mi vida. A mis hijas, por motivarme a lograr este objetivo.

A mi familia quienes con su apoyo incondicional siempre me entregaron todo su entusiasmo para seguir y concluir cada una de las metas trazadas en mi vida.

De manera especial a mis profesores, tutores, co tutores y demás personal de las distintas instancias de preparación y especialización profesional quienes compartieron sus grandes conocimientos conmigo, siempre estuvieron atentos a todas mis inquietudes y aconsejaron a seguir en la investigación y educación universitaria.

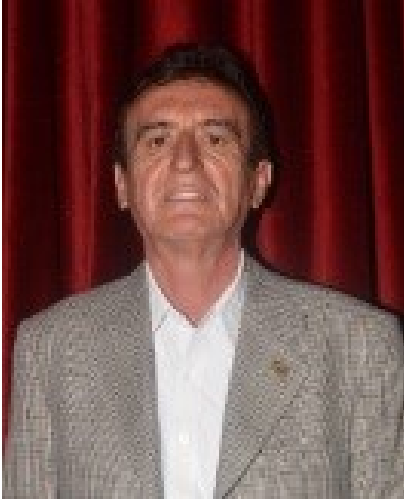
Luis Moya Achundia



RESEÑA DEL AUTOR



Luis Schubert Eduardo Moya Alchundia



Docente de la Universidad de Guayaquil

Ingeniero Mecánico, graduado en la Escuela superior Politécnica del Litoral (Hidráulica – Fluidos), Magister Scientae en Ingeniería Química, Universidad de los Andes (Venezuela), Jefe Seccional de Mantenimiento

Mecánico, y del Departamento Aguas Subterráneas en la Empresa Cantonal de Agua Potable de Guayaquil (ECAPAG), Contratista de la infraestructura Hidráulica Sanitaria del parque histórico de Guayaquil, Museo Nahim Isaías, Plaza de Artes y Oficios del Banco Central del Ecuador, Director Técnico de la Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Milagro (EMAPAM), Gerente General de la empresa LOGITECH S.A, Director de la Unidad de Agua Potable - GAD Gral. ANTONIO ELIZALDE-BUCAY, acreditado con varios cursos de formación y especialización en sus campos del conocimiento, acreditación y experiencia docente en varias universidades del Ecuador Articulista en revistas internacionales de alto impacto mundial (SCOPUS), autor de libro publicado en el Ecuador.



CAPÍTULO I

EL PETRÓLEO



Generalidades

La palabra petróleo se refiere específicamente a líquido oleoso bituminoso de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas, ya sea en estado sólido, líquido o gaseoso. El significado de crudo es la parte del petróleo que se encuentra en estado líquido en los yacimientos naturales en el subsuelo y permanecen en ese mismo estado bajo condiciones normales de presión y temperatura. El petróleo también puede encontrarse en la naturaleza en estado gaseoso, como gas natural o en estado sólido como el bitumen. (textoscientificos.com, 2006). El petróleo es la fuente energética más importante del mundo actual, es un líquido generalmente obscuro, etimológicamente definido como aceite de roca, contiene un gran número de compuestos orgánicos, la mayoría de los cuales son alcanos y otros hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos. También posee cantidades pequeñas de compuestos que contienen oxígeno, nitrógeno y azufre. Es de origen fósil, resultado de la transformación de materia orgánica bajo pesadas capas de sedimento. (Daniel Requeijo, 2009).

Los crudos pesados son hidrocarburos que poseen una baja relación hidrógeno/carbono, una baja gravedad API y una alta viscosidad. Tienen una estructura molecular más compleja comparada con la configuración molecular de los crudos livianos. Producen pocas fracciones volátiles en el rango de 0°C hasta 160°C y son del tipo aromático con alto punto de ebullición. Poseen un alto contenido de metales incorporado en estructuras organometálicas, asociados entre sí en forma de micelas de naturaleza coloidal. La presencia de azufre, nitrógeno, metales y otras impurezas decrece su valor comercial y dificultan su procesamiento. El azufre y

nitrógeno pueden convertirse durante el procesamiento del crudo en SO_2 , SO_3 , H_2S , estos elementos producen deterioro y contaminación ambiental y también corren peligro los equipos e instalaciones expuestas a su contacto. Algo similar ocurre con los metales que se depositan sobre los catalizadores usados convencionalmente en los procesos de conversión del crudo porque disminuyen el área superficial y la actividad catalítica. Además, los metales también producen corrosión y se sedimentan sobre las piezas de los equipos y tuberías, originando la formación de coque el cual bloquea los centros activos de los catalizadores. Los crudos pesados también contienen un porcentaje de agua que oscila entre 20% y 40% y se encuentra formando una emulsión estable difícil de separar. El exceso de agua mezclado con el crudo produce ciertas inestabilidades en los procesos que se efectúan en los reactores y otras unidades. Algo similar ocurre con las sales disueltas en el agua, la arcilla y la arena son agentes que causan corrosión y se sedimentan en los equipos y tuberías produciendo costras y taponamientos. (Iraides Belandria, 1982).

Origen

El petróleo comenzó a ser explotado desde 1859 como un negocio internacional y a partir de allí los geólogos, químicos

e ingenieros, se han dedicado a investigar el origen, constitución, características, peculiaridades del deslazamiento, acumulación y entrapamiento de los hidrocarburos en las cuencas sedimentarias. Estos esfuerzos por investigar su origen continúan y los resultados se dieron a conocer en base a los siguientes estudios: Teorías Inorgánicas, Teorías Orgánicas y la Información de campo.

En las Teorías Inorgánicas, el petróleo se forma por reacciones netamente químicas, aquí no intervienen los agentes vegetales ni animales. Entre estas teorías se mencionan como principales: *La teoría del carburo* fundamentada en experimentos de laboratorio mediante los cuales carburos de calcio, hierro y otros elementos en presencia de agua producían hidrocarburos. Fue sustentada en la presunción de la existencia subterránea de grandes cantidades de calcio, hierro, aluminio y otros elementos que produciría carburos al entrar en contacto con agua caliente a ciertas condiciones de presión y temperatura, y que a través de las grietas de la tierra los hidrocarburos formados llegaban a la superficie en forma de gas o líquido. Por otro lado, algunos investigadores propusieron *la teoría a base de carbonato de calcio, sulfato de calcio y agua caliente* apoyados en la idea de que los dos compuestos CaCO_3 y $\text{CaSO}_4 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})$, de gran abundancia en la naturaleza, eran capaces de producir los constituyentes del petróleo en la presencia de agua caliente. El inconveniente fue que esta teoría no pudo explicar convincentemente el proceso químico propuesto.

Las Teorías Orgánicas se fundamentan en la participación de los residuos vegetales y animales, en el proceso de descomposición o químico bacteriano.

En la información de campo son muy reveladores los estudios que se han obtenido de las perforaciones realizadas, muestras de ripio en los estratos geológicos, de las lutitas o arenas petrolíferas a cielo abierto en varias partes del mundo. Han concluido que la descomposición de la materia vegetal y/o animal, depositada y enterrada en los estratos geológicos, sufre alteraciones por la acción bacteriana, la presión y la temperatura. El material grasoso y ceroso (kerógeno) que aparece por efecto de la descomposición de plantas y animales puede ser fuente de la generación de acumulaciones petrolíferas en los estratos sedimentarios. Estratos de lutita, ricos en kerógeno, se encuentran en varias partes del mundo. Este aspecto apunta que las lutitas ciertamente pueden ser la fuente principal del origen de la formación del petróleo. (Efraín Barberii, 1998).

Tipos de yacimiento

Los yacimientos de petróleo se clasifican ampliamente como depósitos de petróleo o gas. Estas clasificaciones las podemos ubicar en función de:

- La composición de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento.
- Presión y temperatura iniciales del yacimiento.
- Presión y temperatura de la producción superficial.
- Ubicación de la temperatura del yacimiento con respecto a la temperatura crítica y a la cricondenterma.

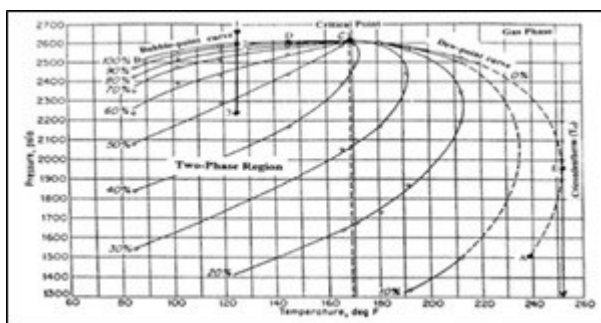
En general, los depósitos se clasifican convenientemente en función de la ubicación del punto que representa la presión inicial del yacimiento y la temperatura con respecto al fluido del yacimiento. Debido a estas circunstancias existen dos tipos:

- Depósitos de aceite: Si la temperatura del depósito es inferior a la temperatura crítica del fluido del yacimiento.
- Depósitos de gas: Si la temperatura del depósito es mayor que la temperatura crítica del fluido de hidrocarburo.

En la siguiente imagen se muestra un diagrama típico de presión y/ temperatura (diagrama p / T) de un sistema multicomponente con una composición general específica. Aunque un sistema de hidrocarburo diferente tendría un

diagrama de fase diferente, la configuración general es similar. Estos diagramas multicomponente se utilizan esencialmente para clasificar depósitos, especificar los sistemas de hidrocarburos naturales y describir el comportamiento de fase del fluido del yacimiento.

Diagrama de presión (p) y temperatura (T) de un sistema multicomponente con una composición general específica. (Fuente: Ahmed, 2007)



Para comprender completamente la importancia de los diagramas, es necesario identificar y definir los siguientes puntos:

- Cricondentherm (T_{ct}): El cricondentherm es la temperatura máxima por encima de la cual no se puede formar el líquido independientemente de la presión (punto E). La presión correspondiente se denomina presión cricondentherm, (P_{ct}).

- Cricondenbara (P_{cb}): La cricondenbara es la presión máxima por encima de la cual no se puede formar gas independientemente de la temperatura (punto D). La temperatura correspondiente se llama temperatura cricondenbara, (T_{cb}).
- Punto crítico: El punto crítico para una mezcla multicomponente se conoce como el estado de presión y temperatura al que todas las propiedades intensivas de las fases de gas y líquido son iguales (punto C). En el punto crítico, la presión y la temperatura correspondientes se denominan presión crítica, (P_c) y temperatura crítica, (T_c), de la mezcla.
- Envolvente de fase (región bifásica): La región encerrada por la curva de punto de burbujeo y la curva de punto de rocío (línea BCA), donde el gas y el líquido coexisten en equilibrio, se identifica como la envolvente de fase del sistema de hidrocarbano.
- Líneas de calidad: Las líneas punteadas dentro del diagrama de fase se llaman líneas de calidad. Describen las condiciones de presión y temperatura para volúmenes iguales de líquidos. Tenga en cuenta que las líneas de calidad convergen en el punto crítico (punto C).
- Curva de punto de burbuja: La curva de punto de burbuja (línea BC) se define como la línea que separa la región de fase líquida de la región de dos fases.

- Curva de punto de rocío: La curva de punto de rocío (línea AC) se define como la línea que separa la región de fase de vapor de la región de dos fases
- También dependiendo de la presión inicial del yacimiento, los depósitos de petróleo pueden dividirse en las siguientes categorías:
- Depósito de crudo insaturado: Si la presión inicial del depósito, como se representa en el punto 1 en la Gráfica anterior, es mayor que la presión del punto burbuja, del fluido del depósito, este es un depósito de crudo insaturado.
- Depósito de crudo saturado: Cuando la presión inicial del depósito es igual a la presión del punto de burbujeo del fluido del depósito, como se muestra en la Figura anterior por el punto 2, el depósito es de crudo saturado.
- Depósito de gas: Si la presión inicial del depósito está por debajo de la presión del punto de burbujeo del fluido del depósito, como se indica en el punto 3, el depósito es un depósito de dos o más fases, en el que fase de aceite subyace a la fase de gas o vapor. (Ahmed, 2007).

Tipos de crudo

El Departamento de Energía de los Estados Unidos en base a la densidad °API distingue los siguientes tipos de crudos:

Extra pesado	< 10°API
Pesado	10 < °API < 22.3
Mediano	22.3 < °API < 31.1
Ligero	31.1 < °API < 39
Superligero	> 39 °API

Existen diferentes expresiones para hacer referencia al petróleo, y estas son:

Petróleo crudo, petróleo convencional y petróleo no convencional.

El petróleo crudo es la porción del petróleo que existe como líquido en los depósitos naturales del subsuelo, su composición varía según la región en que se extrae y puede ser diferente de un pozo a otro.

El petróleo convencional se refiere al que puede ser producido y refinado según los procesos tradicionales empleados por la industria petrolera.

La expresión de petróleo no convencional se utiliza para denominar el petróleo que no puede ser extraído según las operaciones normales de producción. En Venezuela esta expresión se refiere al petróleo crudo extra pesado y bitumen natural del campo Faja del Orinoco. (Daniel Requeijo, 2009).

En el mundo hay diferentes tipos de crudo y se diferencian unos de otros por sus características como la densidad y la presencia de azufre. Los más ligeros son los que tienen gran demanda y por lo tanto son más caros ya que su refinado es menos costoso. Algo parecido ocurre con los crudos dulces,

denominados así por tener menos contenido de azufre y se los destina a las gasolinas. También existen los crudos agrios, los cuales contienen más azufre y son utilizados para procesar gasóleos.

En el sector petrolero existen dos referencias: el Brent y el WTI. La primera es utilizada en los mercados europeos, es un grupo de 20 crudos diferentes del mar del norte entre Noruega y Reino Unido; el WTI, es tomado como referencia en Norteamérica y se emplea para hacer gasolinas, combustible que utiliza el 95% de los automóviles en EE.UU.

Existe una tercera referencia, la de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), produce aproximadamente el 40% del crudo del mundo y fuera de ella están otros grandes productores de petróleo como Rusia, México y Noruega.

Parámetros de clasificación

Los crudos tienen características físicas y químicas muy variables de un campo de producción a otro e incluso dentro de un mismo yacimiento.

Los petróleos cubren un amplio rango de propiedades físicas y composiciones químicas, y a menudo es importante poder agruparlos en categorías amplias de petróleos relacionados. En general, los crudos se clasifican comúnmente en los siguientes tipos:

- Petróleo negro ordinario (Ordinary Oils).
- Petróleo de baja volatilidad.

- Petróleos volátiles.
- Crudo cuasi-críticos (Near-Critical Oils).

Esta clasificación se basa esencialmente en las propiedades exhibidas por el petróleo, que incluyen:

- Propiedades físicas, como la gravedad API del líquido del tanque de almacenamiento.
- Composición.
- Proporción inicial de producción de gas / petróleo (GOR).
- Aspecto, como el color del líquido del tanque de almacenamiento.
- Diagrama de fase presión-temperatura

El GOR productor inicial quizás sea el indicador más importante del tipo de fluido.

El color no ha sido un medio confiable para diferenciar claramente entre condensados de gas y petróleos volátiles, pero en general, los colores oscuros indican la presencia de hidrocarburos pesados. No hay líneas divisorias nítidas que separen estas categorías de sistemas de hidrocarburos, solo los estudios de laboratorio podrían proporcionar la clasificación adecuada. En general, la temperatura del yacimiento y la composición del sistema de hidrocarburos influyen en gran medida en el comportamiento del sistema.

Bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento, los hidrocarburos pueden estar formados por elementos exclusivamente gaseosos o por mezclas gas-líquido y gas, líquido-sólido. Si se encuentra en estado exclusivamente gaseoso se denomina gas natural y si se tiene una mezcla gas-líquido o gas-líquido-sólido es un crudo.(Ahmed, 2007).

Composición del crudo

La composición elemental de un crudo promedio es: Carbono 83 – 87 %, Hidrógeno 10 – 14 %, Nitrógeno 0.1 – 2 %, Oxígeno 0.05 – 1.5 %, Azufre 6 % Metales (Ni- V) < 1000ppm.

Existen diversos compuestos en el petróleo y se agrupan en familias de acuerdo a la naturaleza de los enlaces. Entre las familias de hidrocarburos presentes están los alcanos, alquenos y alquinos, son compuestos de cadena abierta con enlaces simples, dobles y triples, respectivamente. También se encuentran los hidrocarburos cíclicos o de cadena cerrada que son compuestos saturados con enlaces simples, que pueden contener de 4 a 5 anillos; los aromáticos, hidrocarburos de cadena cerrada, cíclicos insaturados con enlaces dobles conjugados, con dos o más repeticiones de la unidad fundamental del anillo bencénico. Además de los simples compuestos de carbono e hidrógeno, existen otras familias como son las de los compuestos oxigenados, los

compuestos nitrogenados, los compuestos sulfurados y los compuestos organometálicos.

Entre los compuestos oxigenados se encuentran los fenoles, los furanos y benzofuranos, los ácidos carboxílicos y los esterres.

Los compuestos nitrogenados reúnen a las aminas, amidas, los carbazoles y las piridinas.

En los compuestos sulfurados se encuentran los inorgánicos como el disulfuro de hidrógeno y el dióxido de azufre, y los orgánicos como los disulfuros, los tioles o mercaptanos, los tiofenos y sus derivados.

Existe una familia de mayor complejidad química es la de los compuestos organometálicos que contienen átomos de níquel y vanadio, como las porfirinas.

Además encontramos las familias de compuestos, que no pueden agruparse de manera exacta debido a que su estructura no está completamente determinada, como los asfaltenos y las resinas. (Wauquier, 2004).

Cada tipo de petróleo tiene características únicas, y cada mercado tiene necesidad de determinado crudo. En Venezuela existen diferentes cuencas petrolíferas las cuales son zonas que han sido geológicamente favorables para la formación y acumulación de hidrocarburos. En ellas se encuentran grandes yacimientos de petróleo con diferentes tipos de petróleo que se encuentran en de distintas zonas del territorio nacional: Furrial (Monagas), Zuata Sweet (Anzoátegui), Merey 16 (Oriente), Boscán (Zulia),

Bachaquero, Crudo en Formación de 17 grados API -BCF 17-, y Tía Juana Heavy (Zulia). Los cuatro últimos tienen una alta demanda en el mercado energético internacional por su calidad.

En la presente investigación se van a utilizar tres crudos extraídos en diferentes partes del territorio nacional: El campo petrolero Boscán, de la petrolera estatal Petróleos de Venezuela (PDVSA) y la estadounidense Chevron, ubicado en el estado Zulia, en el occidente del país sudamericano. (Web site de Petróleos de Venezuela, S. A, 2001)

Pilón es un campo maduro ubicado en el Oriente de Venezuela, en el distrito Morichal Estado Monagas al sur de la Ciudad de Maturín, ocupa un área aproximada de 100 km². Cuenca Oriental y Faja del Orinoco Posee una extensión de 153000 km², en ella se encuentra en la Faja petrolífera del Orinoco, Incluye las aéreas petroleras de los estados Monagas, Sucre, Anzoátegui, Guárico y Delta Amacuro. Lo que la convierte en la más extensa e importante de Venezuela. En la actualidad cuenta con 3.300 pozos activos. (Congreso de Petróleo, 2011)

Hamaca: son crudos extrapesados de aproximadamente 11 °API ubicado en la faja petrolífera del Orinoco el área Hamaca, al sur del estado Anzoátegui, donde se produce el petróleo pesado con alto contenido de azufre y son procesados en el complejo industrial de José. (Web site de Petróleos de Venezuela, S. A, 2001).

Como se puede observar en la siguiente imagen, la ubicación de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela.



Cuencas Petrolíferas de Venezuela. (Fuente: Web. PDVSA, 2001)

Propiedades físicas del petróleo

Los crudos tienen propiedades fisicoquímicas que dependen de su proceso de formación en el reservorio y reflejan la composición química de la materia orgánica original. Existen familias químicas que predominan en la composición del crudo en un reservorio y definen si es ligero, pesado o extra pesado según su densidad.

Gravedad específica y gravedad °API

Los crudos tienen propiedades fisicoquímicas que dependen de su proceso de formación en el reservorio y reflejan la composición química de la materia orgánica original. Existen

familias químicas que predominan en la composición del crudo en un reservorio y definen si es ligero, pesado o extra pesado según su densidad. Para medir la densidad de un crudo se utiliza la gravedad °API (API es la abreviatura de American Petroleum Institute) indica la relación correspondiente de peso específico y la fluidez de los crudos con respecto al agua, ambos a 60°F, se puede observar en la ecuación. (Barberii, 1998)

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{Gravedad específica}} - 131.5$$

La densidad o gravedad específica es una relación de la masa por unidad de volumen de una sustancia con la masa del mismo volumen de agua, a la temperatura que ambas sustancias fueron medidas. La gravedad específica es influenciada por la composición química del petróleo, aunque es difícil establecer una correlación.

Al estar formado principalmente por moléculas hidrocarbonadas, la densidad de un crudo será menor cuando mayor es la relación atómica H/C. La densidad de los crudos puede oscilar entre 0,7 y 1 y se expresa en grados API cuyo valor varía entre 70 y 5. (J.-P. Wauquier, 2004).

Lo que sí está reconocido es que un incremento en la cantidad de compuestos aromáticos resulta en un incremento de la densidad, o lo contrario que un incremento de los compuestos saturados resulta de una reducción de la densidad de los

hidrocarburos (Camacho Briones & Cámara Mendoza, 2014).

Viscosidad

Existe una clasificación de los crudos de acuerdo a su gravedad API y viscosidad y se distingue el crudo extra pesado del bitumen como aquel crudo con gravedad API inferior a 10 pero con una viscosidad superior a 10000 cp. Es una propiedad que refleja la resistencia a fluir de un fluido debido al esfuerzo viscoso o fricción que se desarrolla entre las moléculas durante su movimiento. Se la determina haciendo fluir el crudo a través de un capilar de vidrio de dimensiones previamente conocidas, bajo la influencia de la gravedad; esto es un indicativo del tiempo que le toma al fluido atravesar el tubo capilar. Se mide en centipoise (cp.) y cada cp. equivale a 0.001 Pa.s, lo que puede interpretarse como la presión necesaria que debe aplicarse para hacer fluir el fluido durante 1 segundo (Giles& Mills, 2010).

La unidad empleada para la viscosidad dinámica es el poise (P). Se suele usar más su submúltiplo, el centipoise (cP). El centipoise es más usado debido a que el agua tiene una viscosidad de 1,0020 cP a 20 °C.

$$1 \text{ poise (P)} \equiv 1 \text{ g} \cdot (\text{s} \cdot \text{cm})^{-1} \equiv 1 \text{ dina} \cdot \text{s} \cdot \text{cm}^{-2} \equiv 0,1 \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

Aunque densidad y viscosidad son propiedades diferentes e independientes, por regla general en los crudos, cuanto más pesados son (gravedad API baja), también tienen tendencia a ser más viscosos. Un crudo que sea muy viscoso tendrá un difícil manejo y una manipulación costosa, por lo que disminuir la viscosidad es una ventaja para facilitar todos los

procesos a lo que será sometido el crudo posteriormente. (González 2012).

La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener valores que van desde 0.2 cp. para los gases hasta más de 10000 cp. para los crudos extra pesados (Barberii, 1998).

La temperatura, la presión, la densidad del crudo, la densidad y solubilidad del gas y su composición, afectan fuertemente el valor de la viscosidad (Ahmed, 2007). La viscosidad del crudo es uno de los parámetros de mayor influencia en la facilidad de producción y transporte (Banerjee, 2012).

La viscosidad del crudo y las fracciones petroleras pueden determinarse a partir de varios métodos:

- Viscosidad relativa: es la relación que existe entre el fluido del crudo respecto a la del agua pura a 20°C que es igual a 1.002 centipoise.
- Viscosidad cinemática: está definida como la relación entre la viscosidad en centipoise y la gravedad específica a una misma temperatura, designada en Stokes o centistokes. Se mide siguiendo la norma ASTM D445 a dos valores de temperatura de referencia 25°C y 40°C (Giles & Mills, 2010).

Volatilidad

Es una medida de la tendencia de una sustancia a pasar a la fase de vapor. El petróleo puede descomponerse en sustancias o fracciones más simples mediante procesos de separación

física como destilación y extracción o mediante procesos de descomposición química como el craqueo térmico y catalítico.

La destilación es la operación fundamental para el refinado del petróleo. Su objetivo es conseguir mediante el calor, separar los diversos componentes del crudo. Cuando el crudo llega a la refinería es sometido a un proceso denominado destilación fraccionada. El petróleo crudo calentado se separa físicamente en distintas fracciones de destilación directa, diferenciadas por puntos de ebullición específicos y clasificados por orden decreciente de volatilidad en: gases, destilados ligeros, destilados intermedios, gasóleos y residuo.

Existen varios sistemas de destilación: Destilación atmosférica, destilación al vacío.

En las torres de destilación atmosféricas, el crudo desalinizado se precalienta utilizando calor recuperado del proceso; después pasa a un calentador de carga de crudo de caldeo directo y desde allí a una columna de destilación vertical justo por encima del fondo a presiones ligeramente superiores a la atmosférica y a temperaturas comprendidas entre 343°C y 371°C para evitar el craqueo térmico que se produciría a temperaturas superiores. Las fracciones ligeras de bajo punto de ebullición se difunden en la parte superior de la torre de donde son extraídas continuamente y enviadas a otras unidades para su posterior tratamiento, mezcla y distribución. Las torres de destilación al vacío proporcionan la presión reducida necesaria para evitar el craqueo térmico al destilar el residuo o crudo reducido que llega de la torre atmosférica a mayores temperaturas. Estas torres se diferencian de las torres atmosféricas porque en lugar de platos se utiliza relleno al azar y pastillas separadoras de

partículas de áreas; en ocasiones se emplean torres de mayor diámetro para reducir las velocidades. En las refinerías hay muchas otras torres de destilación más pequeñas, denominadas columnas, diseñadas para separar productos específicos. Los crudos constituyen un medio continuo de especies químicas desde los gases hasta los productos más pesados constituidos por asfáltenos, siendo conocida la complejidad de dichas mezclas. Para este caso se distinguen las destilaciones preparativas destinadas a separar las fracciones para su análisis posterior y las destilaciones analíticas no preparativas destinadas a caracterizar la propia carga. Para el primer caso, este tipo de destilación está descrita en el método ASTM D2892, el cual corresponde a una técnica de laboratorio, definida por una columna de 15 a 18 platos teóricos con una relación de reflujo de 5:1 y se la conoce bajo el nombre de “curva de verdaderos puntos de ebullición” (TBP True Boiling Point). Las curvas de destilación (TBP) diferencian los distintos tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Este método de preparaciones preparativas se aplica a los crudos estabilizados pero puede aplicarse también a cualquier mezcla de fracciones petrolíferas salvo a los gases licuados del petróleo, naftas muy ligeras y a las fracciones que posean un punto inicial de ebullición superior a los 400°C. La destilación no preparativa se aplica a productos cuyos puntos de ebullición están comprendidos entre 0°C y 400°C y utilizan el método ASTM D86 y sirve para la destilación de gasolinas, querosenos, gasóleos y productos petrolíferos similares. La cantidad de la muestra es de 100 ml, las condiciones de la destilación están especificadas en función de la naturaleza de la muestra. Se va observando

simultáneamente la lectura de la temperatura y del volumen condensado; el resultado del ensayo se calcula y refleja bajo la forma de temperatura de ebullición en función del volumen destilado. Para el caso de la destilación analítica de las fracciones pesadas se efectúa según el método ASTM D1160 y se aplica a los productos petrolíferos que puedan ser parcial o completamente vaporizados a una temperatura máxima de 400°C en un intervalo de presiones de 50 a 1 mm Hg. La muestra se destila a temperaturas predeterminadas con un control muy preciso en unas condiciones que simulan aproximadamente un fraccionamiento de 1 plato teórico. La presentación de los resultados consiste en una curva de destilación en la cual aparece el volumen de destilado, el punto de ebullición a presión reducida y el punto de ebullición corregido a presión atmosférica. (Wauquier, 2004).

Extracción y producción de petróleo

La extracción y producción de petróleo se hace de acuerdo a las características del yacimiento, en este punto, principalmente se presentan dos aspectos a tomar en consideración, el primero está basado en las técnicas empleadas para la extracción y el segundo es el ritmo de producción, que debe estar adaptado al comportamiento del pozo. Normalmente se realiza la explotación de un yacimiento en dos periodos: la recuperación primaria y la recuperación secundaria. Actualmente existe además, una

recuperación terciaria o recuperación mejorada. (Salager, 2005)

La producción de petróleo tiene varias etapas:

- Flujo en el yacimiento.
- Producción en el pozo.
- Recolección de crudo.-.
- Separación de gas.-.
- Almacenamiento de crudo.

El crudo extra pesado es el tipo de crudo que no fluye fácilmente ya que su densidad y gravedad específica son más altas que las de los crudos ligeros y pesados. La producción de crudo extra pesado presenta grandes retos en comparación a otros crudos más livianos. Las reservas más grandes del mundo de este tipo de crudo se encuentran en Venezuela en la Faja Petrolera del Orinoco (FPO).(Guzmán, 2008).

En la (FPO) se produce este petróleo a través de pozos horizontales. El crudo producido es mezclado a nivel de superficie con diluyente proveniente de los complejos mejoradores (industrias dotadas de tecnologías que emplean un procedimiento físico capaz de reducir sustancialmente los componentes que hacen ácido y viscoso el petróleo tratado para obtener crudos mejorados de mayores API), reduciendo su viscosidad para facilitar su transporte. Existe un centro de procesamiento de fluidos, donde el crudo es tratado y separado del agua y del gas. El agua separada es llevada a la planta de tratamiento de agua donde se eliminan las

impurezas y las trazas de aceite. El agua tratada se utiliza en los pozos de inyección. El gas se procesa en la planta de tratamiento de gas donde se comprime y es llevado a otro sitio según las condiciones de especificación. (Guzmán, 2008).

Métodos de recuperación

Etapas de recuperación

- Recuperación primaria: flujo natural o levantamiento artificial
- Recuperación secundaria: inyección de agua o inyección de gas
- Recuperación terciaria: térmico (vapor o in situ), inyección de gas (CO₂, N₂, etc.)
- Químico
- Microbiano

Recuperación primaria

Es la primera etapa de la producción del crudo donde la energía natural del yacimiento desplaza el petróleo hacia la superficie. Inicialmente, la presión del yacimiento es considerablemente mayor a la del fondo del pozo. Este alto diferencial de presión es lo que lleva el crudo hacia el pozo y

luego a la superficie. Sin embargo, la presión del yacimiento tiende a disminuir debido a la producción y por lo tanto disminuye el diferencial de presión. Para incrementar el diferencial de presión y aumentar la producción de petróleo, es necesario implementar instalaciones de levantamiento artificial por gas conocidas comúnmente como “gas – lift”. La producción de crudo utilizando levantamiento artificial está considerada como recuperación primaria. (Guzmán, 2008).

El objetivo del proceso de extracción primaria en el crudo extra pesado es separar la arena del bitumen a través de los mismos principios básicos. Se agrega aire a la lechada que se deja sedimentar en los tanques y en los recipientes de separación primaria. El aire permite que el bitumen se separe de los granos de arena y la mezcla de aire con el bitumen forme una espuma que flota hasta la parte superior del recipiente donde se elimina. La arena se deposita al fondo de la tanque y se convierte en lo que se conoce como relaves (que es el residuo o mezcla de compuestos tóxicos con agua y otros compuestos, que queda como resultado del proceso); en el medio queda una mezcla de arena, arcilla, agua y bitumen que se llama herbácea. Mediante este procedimientos solamente se obtiene un 10% a 12% en volumen de bitumen, por lo que hay mucha arena para eliminar (Delemaide, 2011).

La producción de crudo extra pesado en la Faja Petrolera del Orinoco se realiza actualmente mediante recuperación primaria y levantamiento artificial o producción en frío. Esta modalidad genera un factor de recobro de entre 6% y 12%. Para incrementar la producción, es necesario implementar tecnologías de recuperación secundaria. La estimulación

térmica a través de la inyección de vapor a alta temperatura es una alternativa. (Guzmán, 2008).

La recuperación primaria de las arenas bituminosas se realiza por medio de explotación de minas a cielo abierto con alto impacto ambiental. Los procesos de producción de crudo pesado y de arenas bituminosas son similares a nivel de recuperación térmica debido a que en ambos casos es posible reducir la viscosidad mediante métodos de inyección de vapor para permitir el flujo del petróleo (Guzmán, 2008).

Recuperación secundaria

Los métodos de recuperación secundarios inyectan dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo con el propósito de mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se introducen a través de ciertos pozos (inyectores), los cuales desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores). El drenaje por agua permite elevar la recuperación del petróleo originalmente en sitio hasta un promedio de 25% al 30%, con variaciones desde 15% hasta 40% según los casos. Hasta el principio de los años 70, por el bajo precio del crudo los únicos fluidos susceptibles de inyectarse eran el agua, y en ciertos casos el gas natural. (Salager, 2005).

En ocasiones algunos yacimientos tienen gran cantidad de bitumen, por lo tanto, es importante recuperar la mayor cantidad posible. Por consiguiente, esta mezcla (bitumen-

contaminante) es procesada en una etapa adicional llamada recuperación secundaria con la finalidad de recuperar el bitumen que aún está presente. Principalmente es el mismo procedimiento de separación primaria; inyectando más aire se promueve la formación de más espuma en cuyo interior tendremos residuos de bitumen. Esta espuma se une a la espuma resultante de la separación primaria para su posterior procesamiento. Los relaves resultantes son mezclados para recuperar el bitumen presente en ellos que generalmente está alrededor del 2 al 5%. (Delamaide, 2011).

Recuperación mejorada

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene entre 60%-80% del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas. Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- Drenaje miscible con microemulsiones
- Drenaje inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros (y a veces álcali)
- Inyección de vapor con surfactante – espumas. (Salager, 2005).

El objetivo de estas técnicas es aumentar la movilidad del crudo pesado y el bitumen reduciendo su viscosidad para mejorar su producción, así como el transporte a través de tuberías. Existen las técnicas mejoradas de recuperación de petróleo (EOR) las cuales pretenden producir el aceite restante que queda después de los métodos de recuperación primaria y secundaria mediante la introducción de energía térmica o la inyección de fluido (Greaves et al, 2000; Hart 2012).

Los métodos EOR se clasifican en

- Diluciones térmicas
- Desplazamientos de solventes es decir hidrocarburos livianos, gases de combustión, dióxido de carbono, nitrógeno, etc.
- Químicos, es decir inundaciones de surfactantes, inundaciones alcalinas, inundaciones de polímeros, inundaciones micelares, etc.
- Métodos microbianos.

Sin embargo las tecnologías EOR más utilizadas son las técnicas térmicas. Esta puede reducir la viscosidad del crudo pesado y el bitumen rápidamente en contraste con los métodos no térmicos en los que el modo de reducción de la viscosidad es bastante lenta ya que dependen de la difusión y dispersión para extenderse por los fluidos.

Los métodos EOR comúnmente utilizados por la industria del petróleo son los siguientes:

- Inundaciones de vapor
- Estimulación cíclica de vapor (CSS)
- Drenaje por gravedad asistido con vapor (SAGD)
- Combustión en situ (ISC)
- Inyección de aire de extremo a extremo (THAI)

Tratamiento en superficie

Al extraer el crudo de los yacimientos se obtiene una mezcla de agua, gas, petróleo, y algunas sales, es por ello que se plantean procesos de acondicionamiento que consisten en

separar estos componentes para que el petróleo cumpla con las especificaciones que exige el mercado y la refinería. Para lograr dicha separación la mezcla es sometida a procesos de estabilización y deshidratación de crudo, eliminando los gases y agua presente. (Márquez, 2012).

Estaciones de recolección

Después que el petróleo de cada uno de los pozos del yacimiento ha alcanzado la superficie, se recolecta mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el cabezal de los pozos hasta las estaciones de flujo. En las estaciones de flujo de petróleo y el gas producidos por los pozos entran a los separadores donde se completa la separación del gas que aún quedaba mezclado con el petróleo. Al salir de los separadores, el petróleo y el gas siguen rutas diferentes para cumplir con los distintos usos y aplicaciones establecidas.

Estabilización

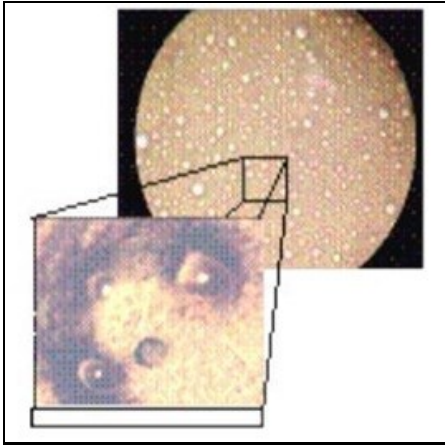
El Petróleo junto con el gas y agua forman una mezcla que es sometida a procesos de destilación, generando de esta manera un petróleo estabilizado (libre de gas). El gas retirado puede ser empleado en la recuperación secundaria o bien puede enviarse a la refinería donde es destilado para producir gas natural y gasolina natural. El proceso de estabilización se lleva a cabo en varias etapas de destilación flash que separa el gas del crudo mediante reducciones de presión. Utilizando líneas de bombeo el agua y el petróleo son enviados a un

sistema de recolección denominado patios de tanque, donde son sometidos a tratamiento de deshidratación y desalación (Márquez, 2012).

Deshidratación

En esta parte del proceso se desea eliminar el agua porque contiene sales inorgánicas que puede provocar corrosión y/o obstrucciones en los equipos utilizados, además de aumentar los grados API; por lo cual se desea obtener un producto de alta calidad que cumpla con las especificaciones establecidas mediante un proceso de deshidratación.

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje igual o inferior al 1 % de agua. Una parte del agua producida por el pozo petrolero se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), como se muestra en la figura. (Marfisi, 2004).



Microfotografía de una emulsión agua en petróleo crudo.

(Fuente: Salager, 2005)

La emulsión consiste en la dispersión de finas gotas de agua en petróleo, el tamaño de gota puede ser inferior a 15 micras, coexistiendo estos como dos líquidos distintos pues son inmiscibles entre sí, lo cual dificulta su separación por la gravedad; la velocidad que tienen estos líquidos cuando pasan a través del medio poroso (en yacimiento) no es lo suficiente para formar esta mezcla, no obstante, existen agentes que favorecen su formación y son los siguientes:

- La presencia de dos líquidos inmiscibles; es decir; que sean insolubles entre si pues no son químicamente iguales.
-

- Una agitación suficiente para dispersar las gotas de agua en el petróleo, esto se logra mediante la perturbación de la mezcla agua-crudo a través de las tuberías y equipos de producción (bombas, arrastre por gas, válvulas de expansión, entre otras).
- Un agente emulsificante, el cual es un compuesto presente en el crudo (desde el pozo) como lo son, asfáltenos, resinas, arcillas entre otros o que proviene de métodos térmicos y químicos empleados como técnicas de recuperación; estos componentes estabilizan la fase dispersa al crear una película elástica y resistente que envuelve la gota. (Márquez, 2012).

Métodos y tecnología para el transporte de crudo por tubería

Para trasportar crudos pesados una distancia larga, se debe reducir la caída de presión en la tubería para minimizar la potencia de la bomba; sin embargo, debido a su alta viscosidad en condiciones de yacimiento en comparación con los crudos livianos, las tuberías convencionales no son las adecuadas para transportar el crudo pesado hasta las refinerías sin reducir su viscosidad. (Ahmed et al, 1999).

Las siguientes técnicas tienen como objetivo reducir la viscosidad del crudo pesado y bitumen para mejorar la fluidez a través de las tuberías así como la energía requerida para el bombeo: (Al-Roomi et al, 2004; Saniere et al, 2004)

- Mezcla o dilución con fluidos de hidrocarburos livianos.
- Recalentamiento de crudo pesado junto con el calentamiento de la tubería.
- Emulsificación pesada de petróleo en agua.
- La mejora parcial
- El flujo núcleo anular.

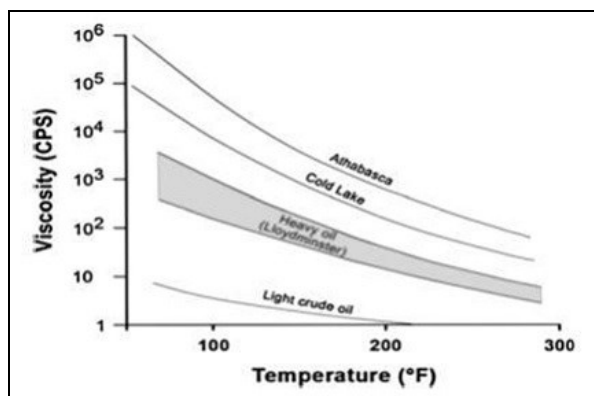
Dilución

La dilución es un método para disminuir la viscosidad de los crudos pesados. Mezclándolo con un hidrocarburo menos viscoso, como la nafta, queroseno y condensado, se alcanza límites aceptables para el bombeo y transporte. Se debe tener en cuenta las características necesarias para la dilución en este proceso porque el objetivo es reducir el consumo energético de las bombas al momento de transportar el fluido. De esta manera se incrementa el volumen de desplazamiento en la línea de producción donde se realice el trabajo debido a que la reducción de viscosidad facilita el paso del flujo por las bombas tuberías y válvulas. Utilizando este método existe un problema que es la disponibilidad y los altos costos de los diluyentes. El reciclaje de diluyentes puede ser una solución, pero requiere una gran inversión para instalar una tubería adicional. Aunque este método es muy simple, no es económico en muchos casos porque para transporte de crudo

más barato, debe utilizarse una gran fracción de producto más ligero el cual es muy caro.

Calentamiento

Otro método utilizado para reducir la alta viscosidad del crudo pesado y mejorar la fluidez, es el efecto de la temperatura. El calentamiento, es decir, el aumento de la temperatura de la tubería, provoca una reducción rápida de la viscosidad para reducir la resistencia del crudo a fluir. La respuesta de la viscosidad a los cambios de temperatura para algunos aceites pesados y bitúmenes se muestra en la siguiente figura.



Respuesta de la viscosidad para aumentar la temperatura.

(Fuente: Raicar & Proter, 1.984)

El calentamiento es un medio alternativo para mejorar las propiedades de flujo del crudo pesado y bitumen. Debido a que la viscosidad de los aceites pesados se reduce en varios órdenes de magnitud al aumentar la temperatura. Esto implica precalentar el petróleo crudo pesado seguido del calentamiento posterior de la tubería para mejorar su flujo.

Sin embargo, calentar para aumentar la temperatura del fluido implica una cantidad considerable de energía y costo también. Aparecen problemas de corrosión interna debido al aumento de la temperatura. Además, calentar la tubería puede inducir cambios en las propiedades reológicas del crudo, lo que puede ocasionar inestabilidad en el flujo. Se requiere una gran cantidad de estaciones de calefacción a lo largo de la tubería lo cual hace que aumente el costo, además de las pérdidas de calor que ocurren como resultado del bajo flujo de aceite. Sin embargo, la mayoría de las veces la tubería está aislada para mantener una temperatura elevada y reducir las pérdidas de calor en el entorno. Y la expansión y contracción repentina prolongada de la tubería pueden inducir problemas desafiantes.

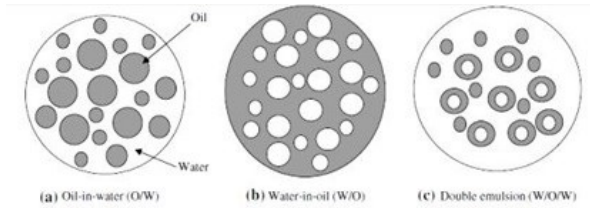
En consecuencia, el costo de operar la calefacción y los sistemas de bombeo a lo largo de una gran distancia desde el campo petrolero hasta el almacenamiento o la refinación final, está en la parte alta (Chang et al, 1999). El método podría no ser viable para el transporte de petróleo crudo cuando se trata de ductos submarinos. Finalmente, el efecto de enfriamiento del agua circundante y de la tierra disminuye la eficiencia del método.

Transporte emulsionado

En los yacimientos de hidrocarburos se encuentran emulsiones de petróleo y agua, que también se presentan durante la perforación y el transporte. La emulsificación es una de las tecnologías utilizadas más novedosas para transportar crudo pesado por tuberías, ya sea en emulsiones de aceite en agua (O/W), agua en aceite (W/O) o en una emulsión doble como aceite en agua, en aceite (O/W/O) y agua en aceite en agua (W/O/W) con tamaños de gota en el rango de micras. La formación de la emulsión de aceite en agua ha sido una técnica alternativa para mejorar la fluidez del crudo pesado a través de las tuberías. En esta tecnología el petróleo crudo pesado se emulsiona en agua y se estabiliza con la ayuda de surfactantes. El crudo se dispersa en agua en forma de gotitas con la ayuda de surfactante y se produce una emulsión estable de crudo en agua con viscosidad reducida (Saniere et al, 20004; Al-Roomi et al, 2004).

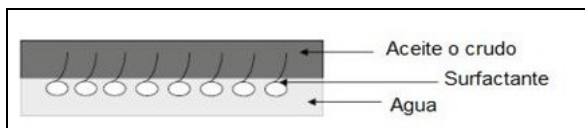
Los métodos utilizados para generar las gotitas de crudo para crear las emulsiones incluyen el uso de dispositivos tales como máquinas de dispersión, mezclado con estator-rotor, molinos coloidales, homogeneizadores de alta presión que aplican altas tensiones de cizallamiento, emulsificación por membrana y ondas ultrasónica (Hasan at al, 2010; Ashra fi Zadeh y Kamram, 2010, Lin y Chen 2006).

Las diferentes emulsiones posibles se ilustran en la siguiente imagen.



Tipos de emulsiones que son utilizadas para el transporte de crudos pesados a) crudo en agua (O/W), b) agua en crudo (W/O) y c) doble emulsión agua en crudo en agua (W/O/W). (Fuente: Ahmed et al, 1999)

La monocapa de surfactante se encuentra en la interfaz aceite-agua para evitar el crecimiento de gotas y la separación de las fases en fases simples de aceite y agua, esta es la causa del transporte. La monocapa en la interfaz de la emulsión de crudo en agua, se compone de la siguiente forma: la región polar es decir, la cabeza hidrófila del surfactante está en contacto con el agua y la cola no polar es decir la región hidrofóbica, está en contacto con el crudo, como se indica en la figura anterior (figura III.6). Las propiedades de esta capa absorbida de surfactantes son las que estabilizan la superficie del aceite y el agua y controlan el comportamiento de la emulsión (Langevin et al, 2004).



Emulsión estabilizada por un tensoactivo o surfactante.

(Langevin et al, 2004)

Sin embargo, el petróleo crudo pesado es una mezcla compleja de cientos de miles de compuestos. Los asfáltenos actúan como emulsionantes naturales. Otros compuestos activos de la superficie del petróleo crudo incluyen ácidos nafténicos, resinas, porfirinas (Langevin et al, 2004). La presencia de estos componentes aumenta la complejidad de la emulsión de petróleo crudo, ya que las moléculas pueden interactuar y reorganizarse en la interfaz aceite agua.

En este caso transportar el crudo pesado utilizando tecnología de emulsión implica tres etapas tales como:

- La producción de la emulsión O/W,
- El transporte de la emulsión formada y
- La separación entre la fase oleosa y la fase acuosa.

Sin embargo, recuperar el petróleo crudo implica romper la emulsión de aceite y agua. Para lograr la etapa de separación, existen las siguientes técnicas que han sido desarrolladas: (Ashradeh and kamran, 2010; Yan and Masliyah, 1998).

- demulsificación térmica
- electro demulsificación
- demulsificación química
- método de congelación-descongelación
- modificación del pH
- adición de solvente
- demulsificación por membranas.

El uso de surfactantes y agua ha creado emulsiones de agua con crudo pesado para mejorar su transportabilidad por tuberías; esto ha sido el tema principal de varias investigaciones con una serie de patentes. El potencial de esta tecnología para mejorar el transporte por tuberías de crudo pesado fue demostrado en Indonesia en 1963, así como también en California usando tubería de 8 pulgadas de diámetro una distancia de 13 millas (Ahmed et al. 1999).

Además, la reología de las emulsiones formadas es un criterio importante para un mejor transporte por tuberías. La reología de la emulsión depende principalmente del volumen del aceite disperso y la distribución del tamaño de gota (Khan 1996).

La distribución del tamaño de gota depende del tipo de surfactante, la energía de mezcla y la presión. Los tensoactivos comúnmente utilizados son no iónicos, como Triton X-114, en función de su capacidad para resistir la salinidad del agua producida, también son baratos, su emulsión es fácil de separar y no forman residuos orgánicos indeseables que afectan las propiedades del aceite (Sun and Shook, 1996).

La emulsión de petróleo crudo pesado exhibe comportamiento newtoniano a alta velocidad de cizallamiento o un comportamiento reológico de reducción de cizallamiento a baja velocidad de cizallamiento (Mckibben et al. 2000; Al-Roomi et al. 2004).

Las propiedades de flujo de la emulsión producida dependen de las propiedades de la cabeza hidrofílica polar y la cola

hidrofóbica no polar de los surfactantes usados. Los principales desafíos asociados con la tecnología de transporte de petróleo pesado son el costo y la selección del surfactante, la capacidad del agente surfactante para mantener la estabilidad de la emulsión durante el transporte por tubería, la facilidad de separar el agente surfactante del petróleo en el destino final ya que la densidad del petróleo pesado está cerca de la del agua. Las propiedades de la emulsión, así como las características reológicas y la estabilidad, dependen de muchos parámetros como la distribución del tamaño de gota, la temperatura, la salinidad, el pH del agua, los componentes del crudo pesado, la energía de mezcla y la relación de volumen aceite / agua (Hasan et al. 2010).

Además, la presencia de partículas hidrofílicas naturales como arcilla y sílice en el petróleo crudo puede causar inestabilidad en la emulsión (Langevin et al. 2004).

Los diferentes mecanismos por los cuales la desestabilización puede surgir en la emulsión de aceite en agua incluyen: maduración de Ostwald, sedimentación debido a la diferencia de densidad y la coalescencia de las gotas, pero la esencia del surfactante es estabilizar la emulsión contra el cizallamiento y disminuir las tensiones interfaciales. En ocasiones, el sistema de emulsión de aceite en agua puede contener sólidos y gas, lo que aumenta la complejidad del proceso. Generalmente, cuanto menor es el tamaño de gota, es decir, 10 micras o menos, mejor es la estabilidad de la emulsión (Langevin et al. 2004).

En general, el comportamiento de la emulsión pesada de crudo en agua es complejo debido a la interacción de varios componentes dentro del sistema y muchos otros factores mencionados anteriormente. Este método de transporte de

petróleo crudo pesado se ha utilizado en ORIMULSION proceso desarrollado por PDVSA (Petróleos de Venezuela) en 1980 (Martinez-Palou et al. 2011).

Reductores del punto de ebullición

Los crudos pesados se han descrito como una suspensión coloidal que consiste de asfáltenos de solutos y máltenos en fase líquida es decir saturados, aromáticos y resinas (Sanaire et al, 2004).

La precipitación y agregación de las macromoléculas de asfáltenos en los crudos contribuyen en gran medida a su elevada viscosidad y densidad, lo que resulta en su alta resistencia al flujo en las tuberías. Por lo tanto, suprimir este efecto mediante el uso de depresores del punto de fluidez ayudará a mejorar las propiedades del flujo de crudo. El punto de fluidez del petróleo es la temperatura más baja a la que deja de fluir y pierde sus propiedades de flujo. En ocasiones en los climas fríos es extremadamente difícil de transportar el petróleo a través de oleoductos.

Esto se debe a que la disminución de la temperatura causa un crecimiento de cristales de parafina y ceras que impide que las moléculas del crudo fluyan. La cristalización depende del clima, la composición del crudo, la temperatura y la presión durante el transporte. Existen varios métodos para minimizar la causa de la deposición de cera y asfáltenos y el uso de inhibidores poliméricos se considera una alternativa atractiva. La adición de copolímeros tales como poliacrilatos, polimetacrilato, inhiben el fenómeno de deposición y

estabiliza el transporte (Machado et al, 2001; Soldi et al, 2007).

Según Machado et al (2001) realizando mediciones de viscosidad encontraron que solo por debajo de la temperatura a la cual los cristales de cera comienzan a formarse, el copolimero exhibió una fuerte influencia en la reducción de la viscosidad.

La naturaleza compleja del crudo pesado crea muchos desafíos durante su transporte a larga distancia, especialmente cuando se utilizan tuberías. Para superar el problema de la formación de cristales de cera como una red emplazada de láminas finas que bloquean las tuberías, se usan depresores del punto de fluidez (PPD de sus siglas en inglés Pour Point Depressants) que contienen un grupo alquilo de cadena larga soluble en aceite y un resto polar en la estructura molecular. El grupo alquilo de cadena larga se inserta en el cristal de cera y el resto polar existe en la superficie de la cera y reduce el tamaño del cristal de cera (Deshmukh y Bharambe 2008). El PPD en la mayoría de los casos posee grupos funcionales altamente polares.

Reducción de fricción

La alta viscosidad del crudo plantea grandes desafíos para la producción de petróleo, la refinación y el transporte a través de pozos y tuberías, El arrastre viscoso, la fricción de la pared y la caída de presión en la tubería son muchos más altos en el aceite pesado en comparación con los aceites ligeros convencionales. El arrastre es el resultado de las tensiones en la pared debido al corte del flujo que causa una caída en la presión del fluido (Martínez-Palou et al, 2011).

Las técnicas comúnmente utilizadas para reducir la fricción para mejorar el transporte de crudo pesado en la tubería son los aditivos reductores de arrastre y el flujo anular. Ambas tecnologías reducen el arrastre del flujo al variar el campo de velocidad; amortiguan la fluctuación turbulenta en la región de la tubería cercana a la pared, mientras que el flujo en el oleoducto pesado sea laminar o ligeramente turbulento con una mínima resistencia al flujo basada en la influencia de la viscosidad (Chen et al, 2009).

Sin embargo, la mayoría de los estudios sobre la reducción de la fricción del flujo prestan atención principalmente a la reducción de la viscosidad por métodos físicos o químicos, pero de acuerdo con la ley de viscosidad de Newton, la resistencia al flujo depende de la viscosidad del fluido y del perfil de velocidad con respecto a la distancia.

Aditivos reductores

La caída de presión encontrada en el transporte de crudo pesado a través de tuberías es más aguda cuando se va a transportar a largas distancias; por lo tanto, la reducción de la fricción mediante la incorporación de un aditivo se convierte en una opción. El transporte de petróleo crudo a través de ductos está identificado en el régimen de flujo turbulento. Además, la alta pérdida de fricción como resultado de la alta viscosidad hace que mucha de la energía aplicada para transportar el petróleo crudo se desperdicie. El alto arrastre en el flujo turbulento es causado por el transporte radial del momento de flujo por los remolinos de los fluidos. La reducción del arrastre con polímero fue descubierta por Toms en 1948, quien observó una reducción del 30% al 40% de la fricción al agregar el polímero (metacrilato de metilo) o monoclorobenceno a un flujo turbulento que fluye a través de

una tubería. Al respecto, los aditivos reductores de la fricción ayudan a reducir la fricción cerca de las paredes de la tubería y dentro del núcleo del fluido turbulento en movimiento. Con los años la tecnología se ha desarrollado. Los aditivos reductores de la fricción se clasifican en tres categorías:

- Polímeros
- Fibras
- Surfactantes

El papel clave de estos aditivos es suprimir el crecimiento de los remolinos turbulentos mediante absorción de la energía liberada por la descomposición de la capa laminar (Martinez-Palou et al, 2011).

Además, el aditivo de arrastre ayuda a reducir la fricción cerca de las paredes de la tubería y dentro del núcleo de fluido turbulento durante el transporte, lo que da como resultado un alto caudal a una presión de bombeo constante. En consecuencia, la solubilidad de los aditivos reductores de la fricción en el crudo pesado es un requisito clave. Además, debe haber resistencia a la degradación y estabilidad contra el calor y el agente químico. Las dificultades comunes encontradas en el uso de aditivos incluyen:

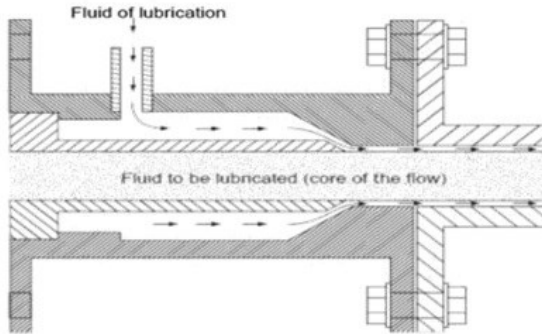
- La tendencia del aditivo a separarse cuando se almacena
- La dificultad para disolverse el aditivo en el crudo pesado y
- El problema de la degradación por cizallamiento cuando se disuelve en crudo pesado.

Además, es difícil determinar la dosis requerida para mantener la caída de presión constante.

Flujo de núcleo anular

La alta viscosidad del bitumen y el petróleo pesado causa una gran caída de presión durante el transporte a través de tuberías, lo que hace imposible bombear el crudo en un flujo monofásico.

Uno de los métodos para reducir la caída de presión en las tuberías causadas por la fricción al transportar bitumen y crudo pesado es desarrollando un flujo anular central. La idea principal de esta técnica es rodear el núcleo del crudo pesado a medida que fluye a través de la tubería con una capa de película de agua o solvente cerca de la pared de la tubería para que actúe como lubricante manteniendo la presión de la bomba, similar a la necesaria para bombear el agua o solvente. En este sentido el agua o el disolvente fluyen como un anillo mientras que el crudo pesado es el núcleo en el flujo a través de la tubería, como se observa en la siguiente figura.



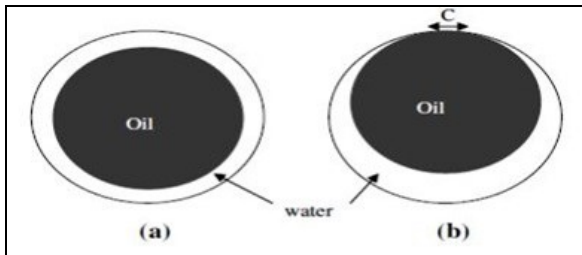
Configuración del inyector de flujo anular central. (Bensakhria et al, 2004).

El agua o solvente requerido está en el rango del 10% al 30% en peso (Saniere et al, 2004; Wylde et al, 2012). Esto implica que la caída de presión a lo largo de la tubería depende poco de la viscosidad del petróleo pesado y se encuentra muy cerca a la del agua. Bensakhria et al (2004) descubrieron que con el crudo pesado en el centro de la tubería y el agua que fluía cerca de la superficie de la pared de la tubería, la reducción de la caída de presión era superior al 90% en comparación con el que no tenía lubricante con agua.

Esta técnica fue reportada por primera vez por Isaacs y Speeds en 1904 como posibilidad de canalizar fluidos viscosos a través de la lubricación de las paredes de la tubería con agua. El flujo núcleo anular es uno de los regímenes de flujo observados en el flujo de dos fases a través de la tubería. En este régimen de flujo, el solvente se encuentra en la superficie de la pared de la tubería y lubrica el crudo pesado en el núcleo. En vista de esto, el núcleo de aceite pesado está aproximadamente en un flujo de tapón. Sin embargo, durante el flujo de dos fases de agua y aceite en la tubería son posibles

varios regímenes de flujo dependiendo de las propiedades del crudo como la densidad, la tensión superficial, la velocidad de corte de flujo y el caudal de inyección del fluido. Esta técnica es capaz de reducir la caída de presión cercana a la de transporte de agua. Algunas de las limitaciones incluyen lograr un flujo núcleo anular perfecto que parece ser muy raro y que solo puede existir para el fluido de densidad coincidente (Bensakhria et al, 2004).

Bai et al, (1992) descubrió que las ondas se crean en la interfaz del agua y aceite, lo que conduce a un flujo ondulado anular central. Además cuando la diferencia de densidad entre el aceite y el agua es grande, una fuerza de flotación producirá un movimiento radial del núcleo del aceite. Este efecto por lo tanto empujará el núcleo hacia la pared superior de la tubería como se ilustra en la figura III.8. Además, la estabilidad del sistema de flujo aún está bajo investigación (Bai, 1992; Joseph 999).



Posición radial del centro del aceite: a) flujo anular central perfecto, b) con densidad diferente. c) es el perímetro de contacto entre la fase de aceite (centro) y la pared de la tubería.

La velocidad del flujo y la inestabilidad capilar que surge de la tensión superficial rompen el núcleo. Pero, aumentar la velocidad, aumenta la estabilidad del núcleo. Si se supone que el flujo anular central es perfecto y está bien cerrado entonces la caída de presión puede calcularse a partir de la ecuación:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{Q}{\frac{\pi}{8} \left[\frac{R^4}{\mu_w} + R_s^4 * \left(\frac{1}{\mu_o} - \frac{1}{\mu_w} \right) \right]}$$

Donde:

$\Delta P/ L$ es la caída de presión del flujo central anular del núcleo; Q es el caudal total; R es el radio del tubo; R_s es el radio del núcleo; μ_w y μ_o son la viscosidad dinámica del agua y el aceite, respectivamente.

Mejoramiento in situ

La creciente explotación de grandes recursos de petróleo pesado y bitumen para satisfacer la demanda mundial de energía y la preocupación por el medio ambiente, han llevado a la incorporación del mejoramiento in situ como una propuesta para la recuperación mejorada del petróleo. El mejoramiento in situ, puede lograrse durante los métodos de recuperación térmicas tales como ISC, SAGD, CSS, THAI y su proceso de mejoramiento catalítico como complemento in

situ llamado CAPRI, estos métodos en conjunto son denominados THAI-CAPITM (Greaves y Xia, 2004; Hart 2012; Hart et al, 2013).

Estos procesos se basan en la reducción de la viscosidad del crudo pesado mediante calor para mejorar su flujo desde el yacimiento de petróleo al pozo de producción. Este mejoramiento se debe a que las moléculas pesadas se rompen térmicamente en moléculas más pequeñas térmicamente. Estas reacciones de craqueo térmico in situ reducen la viscosidad del petróleo pesado y el bitumen en un orden de magnitud elevado, mejorando así el flujo y la producción. Sin embargo, de todos estos procesos, el proceso THAI-CAPRI integra un proceso de mejoramiento catalítico en la recuperación.



CAPÍTULO II
DILUCIÓN DE CRUDOS PESADOS



La dilución es uno de los métodos utilizados para reducir la viscosidad. Consiste en mezclar un crudo pesado con otro de mayor °API, ocasionando una disminución de la viscosidad y la densidad del crudo original.

La aplicación de la dilución permite el transporte de grandes volúmenes de crudo pesado y bitumen. La mezcla resultante de crudo pesado y diluyentes tiene una menor viscosidad y por lo tanto es más fácil de bombear.

Debido al aumento del volumen de transporte y la necesidad de separar el solvente de los líquidos utilizados en el mezclado, esta técnica puede requerir grandes inversiones utilizando sistemas de bombeo y tuberías.

En el transporte de la dilución de crudo pesado y bitumen se requiere de dos tuberías, una para el aceite y otra para los diluyentes. El uso de diluyentes para mejorar la transportabilidad del crudo pesado en las tuberías sería rentable si estos fueran relativamente baratos y fácilmente disponibles.

Objetivos de los procesos de dilución

La alta viscosidad del crudo pesado y bitumen en las condiciones del yacimiento es un gran problema para la recuperación y el transporte a través de tuberías.

La mezcla o dilución de crudo pesado y bitumen para reducir la viscosidad es uno de los medios para mejorar el transporte a través de tuberías, es la técnica más usada en la industria del petróleo desde la década de 1930. El fluido de mezcla o diluyente es siempre menos viscoso que el crudo pesado y el bitumen (Gateau et al. 2004).

Al aplicar esta técnica se debe tener presente lo siguiente:

- La relación crudo/solvente se ve afectada cuando existe cambios en la composición del crudo.
- Es importante determinar previamente la proporción de solvente.
- Verificar los parámetros de medición del crudo y el solvente, como la viscosidad, la viscosidad de la mezcla y compatibilidad entre los fluidos.

Descripción operacional de los procesos de dilución

Debido a la producción creciente de crudo pesado y bitumen, la producción de condensado no es suficiente para sostener la demanda de diluyente; la mayoría de sus componentes no son buenos solventes para los asfáltenos y pueden surgir precipitaciones e inestabilidad durante el almacenamiento. Sin embargo también se ha considerado el uso de petróleo crudo ligero pero es menos eficiente para reducir la viscosidad del petróleo crudo y bitumen en comparación con el condensado (Uruhart 1986).

El proceso de la mezcla del crudo con el diluyente es relativamente simple y puede llevarse a cabo de diversas maneras, por ejemplo, mediante la mezcla de los componentes en la línea de manera simultánea. Los productos mezclados deben cumplir con las especificaciones deseadas, se pueden instalar analizadores de corriente para proporcionar control de la regeneración de los aditivos y mezcla de corrientes.(Moreno, 2015).

Variables operacionales

(Temperatura - relación dilución)

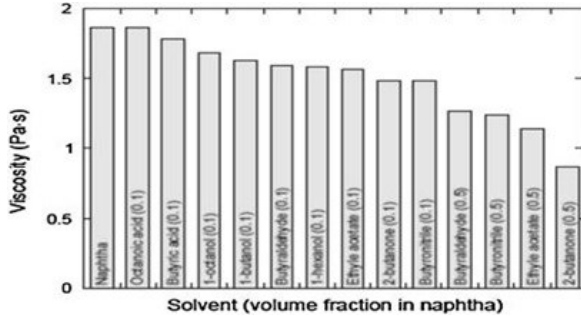
La proporción o cantidad de diluyente requerida en la mezcla para crudo pesado varia de 0% a 20% mientras que para el bitumen la proporción está en un intervalo del 25% al 50% de diluyente proveniente del condensado ligero del gas natural (pentano C5). Este condensado recuperado del gas natural se ha utilizado para diluir crudo pesado y bitumen en los campos petrolíferos de Canadá y Venezuela a fin de mejorar su transporte utilizando tuberías. Aunque la viscosidad del crudo pesado y el bitumen se reduce significativamente al mezclarse con el condensado, la precipitación de asfáltenos, la segregación y la agregación causan inestabilidad durante el transporte y el almacenamiento (Shigemoto et al. 2006).

Propiedades del crudo diluido

(Viscosidad estabilidad de los asfáltenos)

Gateau y col. (2004) propusieron que una mezcla de nafta y disolvente orgánico reduciría la cantidad de diluyentes utilizados normalmente, necesarios para reducir la viscosidad de las especificaciones de transporte de petróleo pesado en la tubería. En investigaciones posteriores se comprobó que la viscosidad relativa de la mezcla de crudo pesado diluido con la mezcla de nafta y disolvente orgánico se reduce, lo que conlleva a mejorar el flujo de la nueva mezcla a la hora del

transporte del crudo para su procesamiento, como se puede observar en la siguiente gráfica



Efecto de la viscosidad absoluta de disolventes orgánicos al diluir un crudo pesado. (Fuente: Gateau et al. 2004)

Esto se atribuye a la polaridad creciente o enlace de hidrógeno de los disolventes y la capacidad del polo solvente para actuar sobre los componentes asfálticos del crudo pesado.

En este caso el solvente de mayor polaridad causa una mayor reducción en la viscosidad del petróleo crudo pesado diluido, aumentando así la eficiencia de la dilución. Sin embargo, la viscosidad del solvente debe aproximarse a la del hidrocarburo así como al punto de ebullición para un fácil reciclaje

Recuperación de los diluyentes

Utilizar hidrocarburos ligeros para la dilución de crudo pesado y bitumen es costoso y además no están disponibles en grandes cantidades. Por lo tanto, el reciclaje de diluyentes para su reutilización es esencial. Sin embargo, separar los

diluyentes del aceite requiere la instalación de tuberías adicionales que posteriormente aumentan el costo de la operación. Además, para transportar convenientemente petróleo y bitumen a través de las tuberías, la viscosidad del aceite diluido o mezclado debe ser menor a 200 mPa.s. Para lograr esta especificación de viscosidad en la tubería, se requiere el uso de un gran volumen de diluyentes, sabiendo que el crudo pesado y el bitumen pueden tener una viscosidad de más de 105 mPa.s.

Estabilidad y compatibilidad

La opción de dilución con crudos ligeros tiene algunos problemas, ya que cualquier cambio en la composición del crudo puede afectar la estabilidad y compatibilidad de estas mezclas y no resulta ideal en todos los casos y para tales fines, pudiendo generar en algunos casos la precipitación de los asfaltenos, y como consecuencia, problemas de taponamiento y ensuciamiento de los sistemas.

Por lo tanto, dado la situación de venta de crudos a nivel mundial, la medición y predicción de la estabilidad de crudos comerciales y de su compatibilidad de mezcla con otros crudos o productos de refinería es una necesidad real y cada vez más concreta. Para tal estudio es importante diferenciar los términos inestabilidad y compatibilidad que, para el primer caso es generalmente usado cuando ocurre alguna formación de lodo o sedimento por precipitación de los asfaltenos en el líquido después de haber transcurrido un tiempo, mientras que la incompatibilidad se refiere ya sea a la formación de un precipitado o sedimento o una separación de fases entre dos líquidos, inmediatamente después de haber

sido mezclados dos o más crudos (Hernández Vasco, W. 2013). Algunos estudios han mostrado que al mezclar crudos diferentes (inicialmente estables) se puede generar precipitación de asfaltenos. Este fenómeno es conocido como incompatibilidad de crudos.

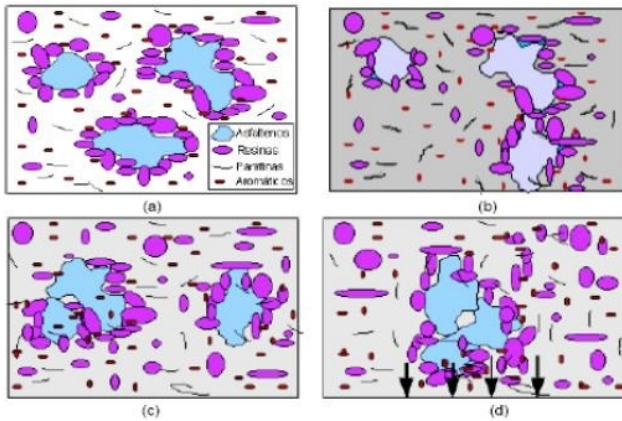


Taponamiento de tubería por precipitación de asfaltenos (fuente: Gufanhao y cols. 2008).

Agregación y precipitación de los asfaltenos

El comportamiento de fases de los asfaltenos ha sido tema de discusión en numerosos estudios que convergen a reconocer la complejidad de éste, ya que los asfaltenos se encuentran como sólidos de aproximadamente 3 nm suspendidos coloidalmente en el crudo debido a que la superficie de las partículas asfaltenicas, dispersas en una fase continua como es el crudo, están totalmente rodeadas de resinas en forma de

micela. Tales asfaltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento Browniano. Las resinas son las responsables de separar a los asfaltenos entre sí, manteniendo el sistema en estabilidad. Las resinas están típicamente compuestas por grupos finales altamente polares que frecuentemente contienen heteroátomos y por largos grupos parafínicos no polares. Así las resinas son atraídas al interior de los agregados de asfaltenos por sus grupos finales, esta atracción es el resultado de puentes de hidrógeno entre los heteroátomos y atracciones dipolo - dipolo dados por la alta polaridad de las moléculas de resinas y asfaltenos. Por lo tanto, la parte parafínica de las resinas se orienta hacia el exterior del agregado creando una capa no polar, la cual debido a fuerzas estéricas de repulsión no permite la agrupación con otros agregados (Castro González, M. y Macías Colmares A. 2004). Sin embargo, si existe alguna perturbación fisicoquímica en el crudo, la concentración de las moléculas de resina cambia, debido a que algunas resinas abandonan la micela asfálteno – resina alterando la estabilidad de las partículas asfálticas suspendidas en el crudo provocando una interacción mutua entre los asfaltenos Figura IV.3.b. Por lo tanto cuando dos partículas de asfálteno con movimiento browniano presentan contacto con áreas libres de resina, quedan pegadas, formando un cúmulo asfáltico de dos partículas individuales que se difundirán en el sistema, con la probabilidad de quedar pegado a otras partículas individuales o a otros agregados asfálticos de tamaño variable suspendidos en el crudo. A este fenómeno se le conoce como agregación Figura IV.3.c. En otras palabras, la agregación es el proceso en el que las partículas individuales se adhieren a otras partículas de asfaltenos haciendo que los agregados crezcan hasta que precipiten.



Fenómeno de agregación de los asfáltenos (Martínez Cruz, D. 2010).

Los parámetros que gobiernan la agregación de asfaltenos son la composición del crudo, la temperatura y la presión a la que se encuentra el crudo. La alteración de alguno de estos parámetros provoca la inestabilidad del sistema, que se traducirá en agregación de asfaltenos y dará lugar a la formación de un material insoluble en el crudo líquido. Cuando la temperatura del crudo disminuye, la capacidad de solubilización de los componentes del crudo también disminuye. Entonces algunas micelas de resina - asfalto se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos (Martínez Cruz, D. 2010).



CAPÍTULO III

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL



Destilación al vacío, caracterización de los crudos y los diluentes

Los productos derivados del petróleo son químicos muy complejos y se requiere de un considerable esfuerzo para caracterizar sus propiedades químicas y físicas con un alto grado de precisión y exactitud. El análisis de productos de petróleo es necesario para determinar sus propiedades las cuales pueden ayudar a resolver un problema de proceso así

como indicar la función y el rendimiento del producto en el servicio. El Instituto Americano del Petróleo (API) y la Sociedad Americana de Ensayos de Materiales (ASTM) han estandarizado los diversos ensayos que permiten evaluar las propiedades y características del crudo y sus productos.

Destilación al vacío

En este proyecto, se les aplicó a los crudos una destilación a presión reducida siguiendo la norma ASTM D-1160. Aunque todas las pruebas de caracterización realizadas a las muestras en este proyecto tienen su importancia. La prueba de destilación a presión reducida es probablemente la más importante de ellas, ya que a partir de la realización de este ensayo se logra conocer en qué proporción se encuentran cada una de las fracciones que contiene el crudo analizado, permitiendo conocer los rendimientos e indicar la cantidad de cada fracción que se va a producir al tratar el crudo en cuestión. También se va a determinar la cantidad de residuo que va a generar la destilación del crudo; parámetro fundamental a la hora de estimar su valor.

Determinación experimental aplicando una destilación al vacío

En primer lugar, se introducen entre 100 y 140 g de muestra en el balón de vidrio. Este se coloca sobre la manta calefactora, y se conecta al equipo de destilación. Se coloca una manta aislante para cubrir la parte superior del balón tiene la finalidad de evitar pérdidas de calor hacia el exterior.

El equipo de destilación a vacío empleado se muestra en la siguiente imagen



Equipo de destilación al vacío utilizado en el Laboratorio.

El cilindro graduado en el cual se recoge la muestra destilada va a continuación del condensador y se conecta de forma tal que el sistema de destilación quede aislado por completo. Ha de colocarse una pequeña cadena que queda pendida desde la boca del cilindro graduado hasta el fondo del mismo, por la cual desciende el líquido que ha sido destilado y condensado, evitando salpicaduras. Tanto el balón de vidrio como el cilindro graduado de muestras van asegurados al equipo de destilación por medio de pinzas metálicas. Antes de comenzar la destilación, se abre la válvula que permite el paso de gas nitrógeno al equipo ya completamente sellado,

para que el oxígeno quede desplazado en el interior y se reduzca el riesgo ignición. Una vez que el nivel de oxígeno se ha reducido, se procede disminuir la presión mediante succión por una bomba de vacío. Este descenso de la presión ha de hacerse gradualmente, ya que, si se lleva a cabo muy deprisa, el crudo contenido en el balón puede ser succionado hacia el resto del equipo. Una vez que se ha alcanzado la presión deseada en mm de Hg, a la cual se va a realizar la destilación, se configura el equipo en automático para que la mantenga en ese nivel durante el desarrollo de la prueba.

El equipo de destilación dispone además de un sistema de refrigeración por agua. Esta agua de enfriamiento recorre un circuito a través del destilador por medio de una bomba. El agua impulsada recorre el condensador en contra corriente para condensar los gases procedentes de la muestra y puedan ser recogidos en el cilindro graduado en fase líquida, además, el agua también recorre en contra corriente por la parte externa el propio cilindro graduado, para mantenerlo refrigerado y así evitar pérdidas de componentes volátiles. El equipo también dispone de un sistema para contabilizar los componentes más livianos que no han logrado condensarse inicialmente en el intercambiador de calor. Estos componentes ascienden por un conducto situado a en la parte superior del cilindro graduado, a continuación del intercambiador de calor, y son condensados al llegar a un sistema de refrigeración por hielo, en donde son recolectados independientemente. Cuando comienza la prueba, la muestra contenida en el balón de vidrio se calienta y los vapores que se van generando progresivamente ascienden y son conducidos hacia el condensador, en el cuál, gracias a la refrigeración cambian su fase a líquida y son recogidos en el cilindro graduado. En primer lugar, completan el circuito

aquellos componentes más livianos cuya volatilidad es menor, y progresivamente los demás a su temperatura correspondiente. El equipo tiene un termómetro en el balón de vidrio que permite leer la temperatura de fondo y una termocupla situada antes del condensador para que el equipo conozca la temperatura de tope que viene a ser la temperatura de los gases antes de cambiar de fase.

Se leen los datos de temperatura de tope y fondo cada 2 mL de recolectado. El ensayo continúa hasta que se alcanza una temperatura de tope de 300 °C, momento en el cuál toda la muestra que aún no ha destilado es considerada como residuo; para finalizar, el equipo grafica los resultados obtenidos del volumen recolectado frente a la temperatura de tope en cada instante, mediante la impresora asociada al equipo. En este informe también aparecen las temperaturas inicial y final de ebullición. Ha de pesarse la masa del residuo que permanece en el balón de destilación.

Los datos de temperatura y volumen de destilado suministrados por el equipo en el documento impreso, corresponden a la curva ASTM-D1160 (condiciones de vacío y siendo destilado en un equipo de una única etapa de equilibrio y sin reflujo). Sin embargo, como se desean conocer los rendimientos de las distintas fracciones del crudo siendo destiladas en torres de destilación industriales, esta curva ha de ser transformada a TBP (correspondiente a las siglas True Boiling Point). Para representar la curva TBP completa, incluyendo todas fracciones del crudo en una sola gráfica, se convierten los datos, de presión de vacío a sus correspondientes a presión atmosférica. Para convertir la curva ASTM-D1160 proporcionada por el equipo en una curva TBP a presión atmosférica, se puede emplear el

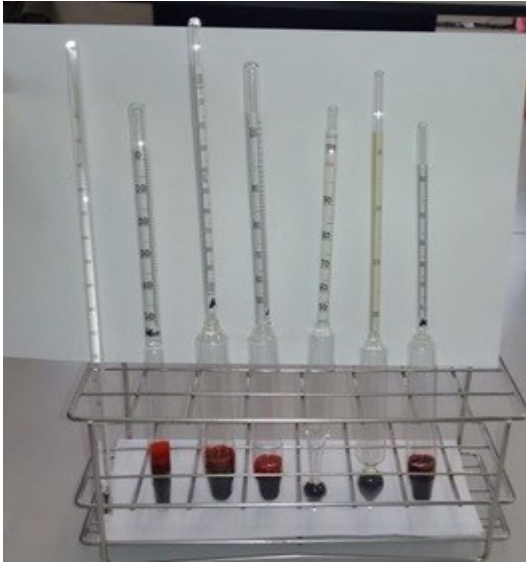
programa de computación informático de simulación ASPEN-PLUS.

Densidad y gravedad °API

La densidad es la propiedad que relaciona la masa de una sustancia con el volumen que ocupa. En el caso de los crudos, esta propiedad diferencia cualitativamente a estos, clasificándolos en livianos, medios, pesados y extrapesados. La temperatura de referencia para mediciones de gravedad específica en la escala Baumé o del American Petroleum Institute (API) es de 60°F en lugar de 4°C, para recalcar la diferencia es frecuente que la gravedad específica Baumé o API se exprese como gravedad específica de la siguiente manera.

Gravedad específica 60°/60°f.

Esta notación indica que tanto el fluido de referencia como el crudo están a 60°F, las gravedades específicas del petróleo de tipo distinto varían mucho en función del sitio donde se localicen. En la figura siguiente se pueden apreciar algunos modelos de hidrómetros.



Hidrómetros para densidad utilizados en el Laboratorio.

Determinación experimental de la densidad y gravedad °API

La forma más habitual de determinar la densidad es empleando un hidrómetro para densidad, que consiste en colocar las muestras problema en cilindros graduados, luego se introduce el hidrómetro en el líquido hasta el fondo del cilindro y se espera hasta que el empuje ocasionado por el líquido se iguale a la del hidrómetro para leer la densidad del líquido, tal como lo establece el protocolo establecido en la norma ASTM D-1298.

El procedimiento es similar para el caso de la determinación de los grados API solo que los hidrómetros empleados son

especiales para este tipo de análisis, en este caso el protocolo está influenciado por la temperatura, ya que los resultados deben ser estandarizados a la temperatura establecida antes de ser reportados; con base en esto, una vez leído los grados API del equipo se toma el valor experimental de la temperatura y se emplean unas tablas tabuladas para corregir el valor y obtener un API corregido a 60 Fahrenheit.

Viscosidad

Es una de las características más importantes de los hidrocarburos, que influye en gran medida en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad de un fluido es función de su temperatura, y en el caso de los crudos esta dependencia es muy marcada. Como se podrá comprobar en los resultados, un aumento relativamente pequeño de temperatura puede ocasionar descensos bastante significativos de viscosidad. Esto ocurre porque al aumentar la temperatura del crudo, disminuyen las fuerzas de cohesión entre sus moléculas. Teóricamente, las cadenas de hidrocarburos más largas generan una mayor fricción entre ellas al desplazarse que las cadenas más cortas. A continuación, se presenta el viscosímetro utilizado en el laboratorio como se observa en la siguiente figura.



Viscosímetro utilizado en el Laboratorio.

Determinación experimental de la viscosidad

Esta propiedad se midió en un Viscosímetro programable marca Brookfield, modelo DV-II+, más un baño termostataado, siguiendo la norma ASTM D – 7042, (figura 5.3). Las muestras de crudo se colocaron en el baño termostataado y se esperó hasta alcanzar la temperatura deseada, después se registró un valor de viscosidad en centipoises, tal y como se describe a continuación:

Se colocó la muestra a medir en el vaso de precipitado. Se seleccionó la espiga y velocidad de rotación según la apariencia de la muestra, es decir, para fluidos muy viscosos las espigas son más pequeñas y las velocidades de rotación son bajas y viceversa para muestras más fluidas. Para conectar la espiga al eje de rotación se tuvo en cuenta que las espigas son hechas con rosca izquierda y en el momento de enroscarlas se debe mantener fijo el eje del equipo para evitar daños en los resortes y engranajes internos. Esto se debe hacer con el equipo apagado.

Continuando con el ensayo se sumergió la espiga en la muestra hasta la marca indicada en el eje de la espiga y cuidando que la misma no tuviera contacto con las paredes o el fondo del vaso que contiene la muestra, seguidamente se encendió el equipo de medición y luego de unos 30 segundos se tomó la lectura de viscosidad.

Para considerar que el valor de viscosidad es el correcto, el porcentaje de lectura debe estar en el rango de 10 a 90 %. Si se sale de este rango, se debe cambiar la velocidad de rotación, la espiga o ambos simultáneamente.

Lo más cómodo a la hora de determinar viscosidades a diferentes temperaturas, es mantener fija una misma espiga e ir aumentando la velocidad de giro según va aumentando la temperatura y la muestra se va volviendo menos viscosa, de forma que se permanezca siempre dentro del rango de precisión permitido.

Metodología para la caracterización y simulación de hidrocarburos y sus mezclas usando el simulador de procesos aspen plus

En la segunda fase de la investigación se utilizó el programa de computación ASPEN PLUS como herramienta de simulación, que en conjunto con las caracterizaciones que se habían realizado del crudo y las mezclas con los diluyentes, se simuló el proceso de transporte para analizar el flujo en tubería y la influencia de las propiedades de la mezcla resultante, así como las propiedades finales al separar de nuevo el crudo y el solvente. A continuación, se describe la metodología usada para llevar a cabo esta primera fase del trabajo.

En las siguientes tablas, se presentan los datos experimentales introducidos al programa ASPEN PLUS, de destilación ASTM D-1160 y de densidad ASTM D-1298 de cada crudo y los solventes utilizados en este trabajo, respectivamente

Solvente Kerosene: (°API=46,17)

ASTM D 1160 PRESIÓN (mm Hg) = 40	
% Vol. Líquido	Temperatura (°C)
0	158,2
5	168,7
10	171,5
15	179,6

Solvente Corte Atmosférico: (°API= 36,59)

ASTM D 1160 PRESIÓN (mm Hg) = 40	
% Vol. Líquido	Temperatura (°C)
0	52
5	70
10	71
15	72

Crudo Pesado Hamaca (°API=11,17)

ASTM D 1160 PRESIÓN (mm Hg) = 40	
% Vol. Líquido	Temperatura (°C)
0.00	178
4.86	209,3
9.73	237
14.59	246,1
19.45	283,6
24.31	295

Solvente Crudo Rosa Mediano: (°API= 26,84)

ASTM D 1160 PRESIÓN (mm Hg) = 40	
% Vol. Líquido	Temperatura (°C)
0.00	37
4.88	84
9.75	125
14.63	152
19.51	177
24.38	199
29.26	219
34.14	239
39.02	263
43.89	280
48.77	300

Crudo Pesado Pilón (°API=11,01)

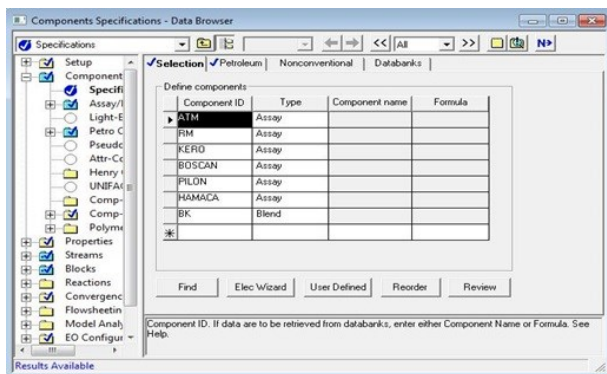
ASTM D 1160 PRESIÓN (mm Hg) = 40	
% Vol. Líquido	Temperatura (°C)
0.00	104
4.92	156
9.85	178
14.77	198
19.69	218,8
24.62	226,6
29.54	235,4
34.46	252,5
39.39	262,6
44.31	277,5
49.23	295,8

Crudo Pesado Boscán (°API=11,09)

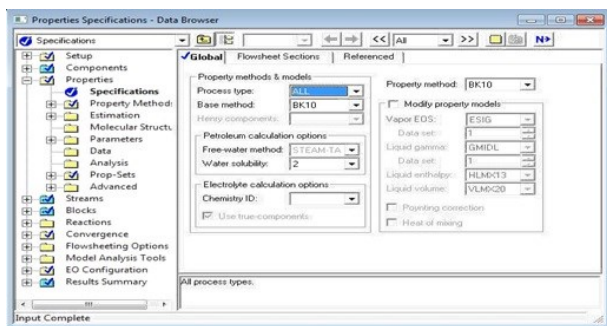
ASTM D 1160 PRESIÓN (mm Hg) = 40	
% Vol. Líquido	Temperatura (°C)
0.00	71,4
4.83	153,6
9.65	198,5
14.48	233,4
19.30	263
24.13	282,5
28.95	298,5

En la siguiente imagen se muestran los nombres asignados a cada uno de los componentes que se utilizaron durante el proceso de simulación del transporte de crudos, por ejemplo

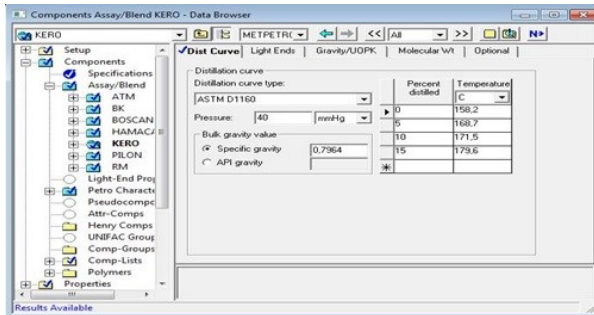
para el Corte Atmosférico se usó ATM, Rosa Mediano (RM) Kerosene (KERO) Boscán (BOSCAN), Pílon (PILON), Hamaca (HAMACA) y para la mezcla (BK).



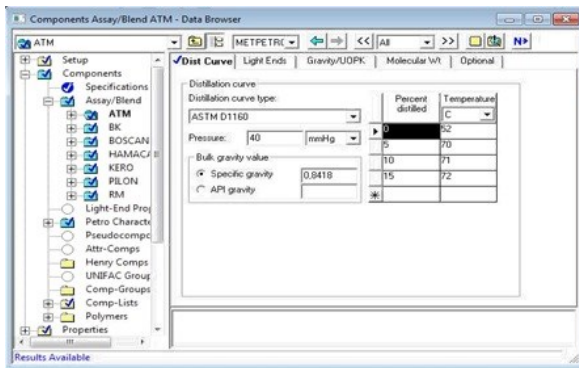
La imagen que sigue, muestra el siguiente paso en la simulación donde se le especifica al programa de simulación el modelo termodinámico.



Se introducen los datos de la curva de destilación y densidad obtenidos experimentalmente, en este caso mostramos los datos del kerosene y del Corte Atmosférico.

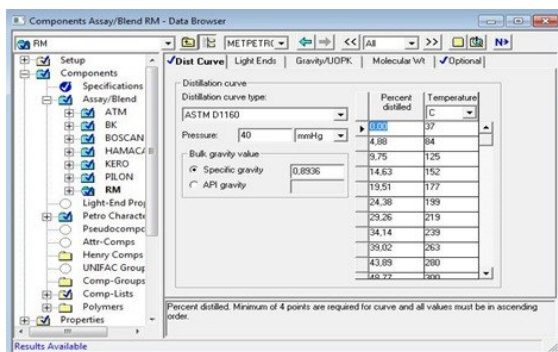


Datos del Kerosene

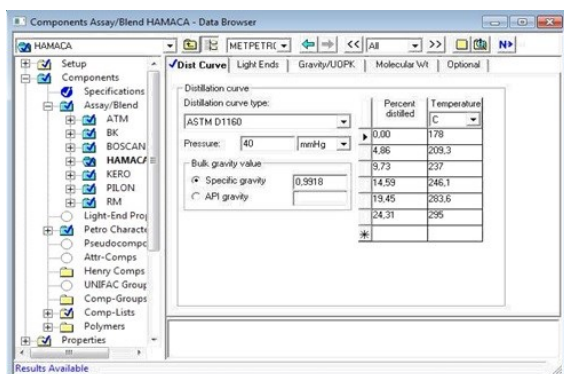


Datos de la Destilación experimental del Corte Atmosférico

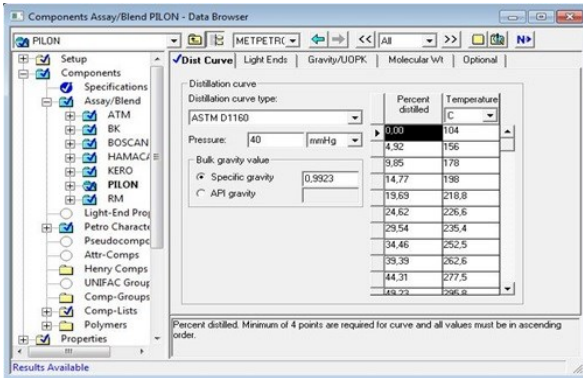
Se continuó introduciendo cada uno de los datos obtenidos durante las destilaciones experimentales para cada uno de los hidrocarburos involucrados en el proyecto, tal como se indica en las siguientes figuras.



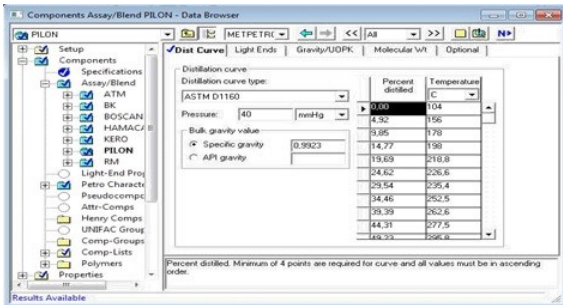
Datos de la Destilación experimental del crudo Rosa Mediano



Datos de la Destilación experimental del crudo Hamaca.



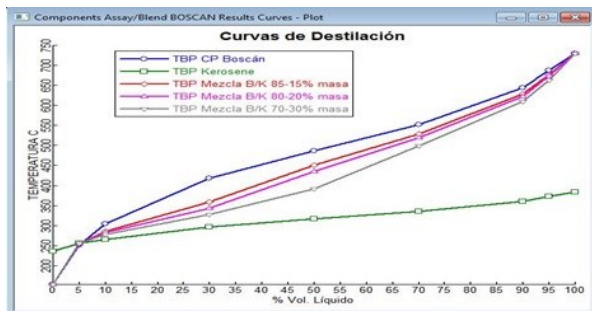
Datos de la Destilación experimental del crudo Pilon



Datos de la Destilación experimental del crudo Boscán.

Una vez que fueron introducidos todos los datos de destilación y densidad se procedió a realizar una serie de simulaciones con diferentes concentraciones en masa de los mezclados de los crudos pesados y los diluentes. En la siguiente figura se muestra los resultados para el crudo

Boscán y el kerosene. El mismo procedimiento se aplicó al resto de los crudos mostrados anteriormente.



Mezclas a diferentes concentraciones de Crudo Pesado Boscán/Kerosene.

Una vez que se graficaron las destilaciones de cada componente involucrado en este estudio utilizando los datos experimentales, se procedió a seleccionar los equipos requeridos para llevar a cabo el proceso de transporte de crudo. Adjunto, se muestra el diagrama utilizado compuesto por un mezclador, una bomba, tubería, una válvula, un separador flash y dos intercambiadores de calor.

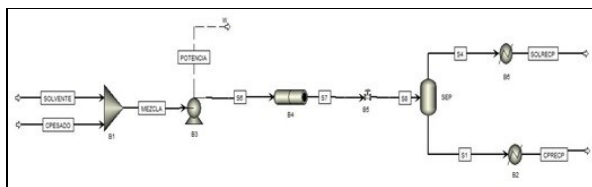


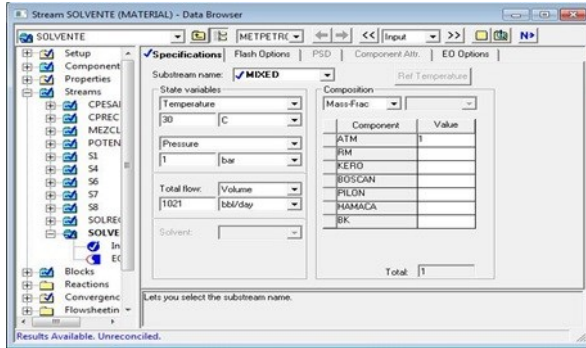
Diagrama de la Unidad de Bombeo

En el proceso de mezclado se tenían dos flujos de entrada y el flujo de salida, el cual corresponde al producto diluido a transportar por tubería desde un punto a otro. La siguiente tabla muestra los datos que se requerían ingresar como alimentación al simulador en cuanto a la corriente de solvente

Especificación	
Temperatura (°C)	30
Presión (bar)	1
Flujo Volumétrico (bbl/día)	1021
Composición en Masa	
Kerosene	
Corte Atmosférico	1
Rosa Mediano	

Corriente de alimentación del Solvente (Kerosene, Corte Atmosférico o Rosa Mediano)

La imagen siguiente nos muestra la temperatura y presión de la corriente de entrada del solvente al mezclador, así como la cantidad másica que se fue variando, dependiendo de la concentración que se quisiera estudiar. Como se puede apreciar en la composición de esta corriente se coloca 1 para indicar que es 100% corte atmosférico.



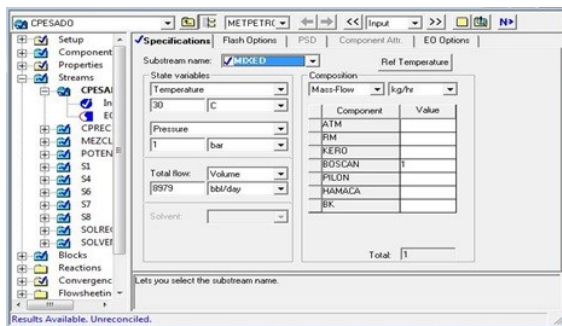
Alimentación de solvente

En la corriente de alimentación de crudo, como se puede observar en la siguiente tabla, se colocaron los datos requeridos, donde se especifica la temperatura y presión de entrada, así como el flujo másico calculado con base en el porcentaje para cada caso

Especificación	
Temperatura (°C)	30
Presión (bar)	1
Flujo Volumétrico (bbl/día)	8979
Composición en Masa	
CP Pílon	
CP Hamaca	
CP Boscán	1

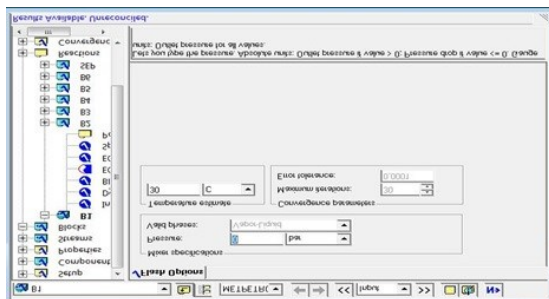
Corriente de Alimentación del Crudo Pesado (Hamaca, Pílon o Boscán)

La siguiente imagen de la pantalla muestra donde se especifican los datos estipulados con anterioridad



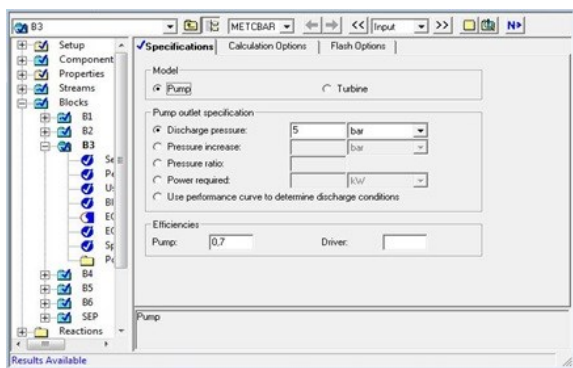
Alimentación de crudo pesado.

La siguiente imagen presenta las especificaciones requeridas para la operación del mezclador del proceso.



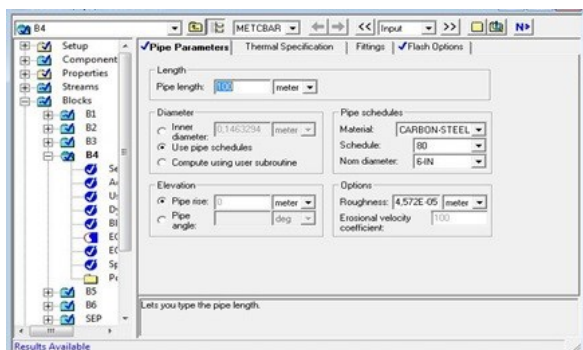
Mezclador

De igual manera se especifica la presión de trabajo para la bomba que impulsa la mezcla hidrocarburos como se puede observar a continuación:



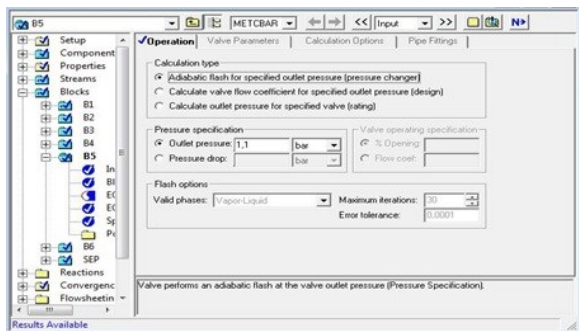
Bomba

En la siguiente figura se muestra los datos requeridos por el programa Aspen Plus para las especificaciones de la tubería empleada en la simulación.



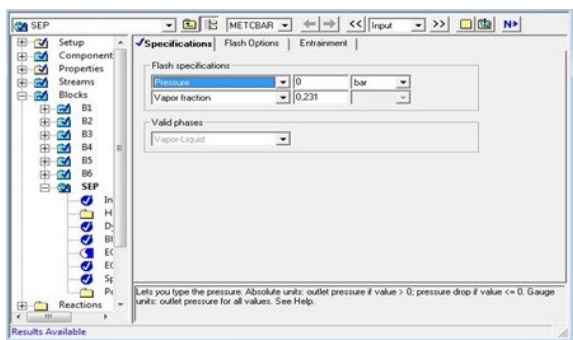
Tubería

A continuación, se definieron las condiciones de operación para la válvula donde se especificó el tipo de cálculo y la presión de salida.



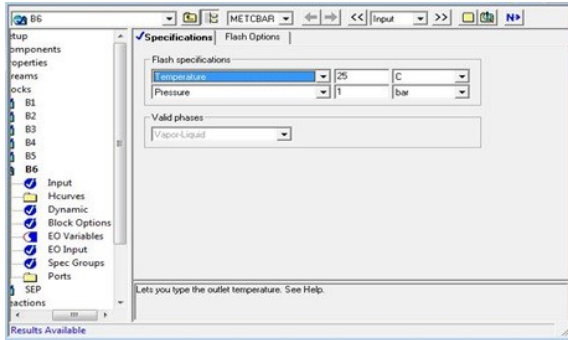
Válvula

Para la separación de la mezcla crudo-diluyente, se utilizó un separador (Flash), donde se especificó que la fracción de vapor fuera equivalente a la concentración del diluyente por ser el componente más volátil, como se observa en la imagen capturada a continuación:

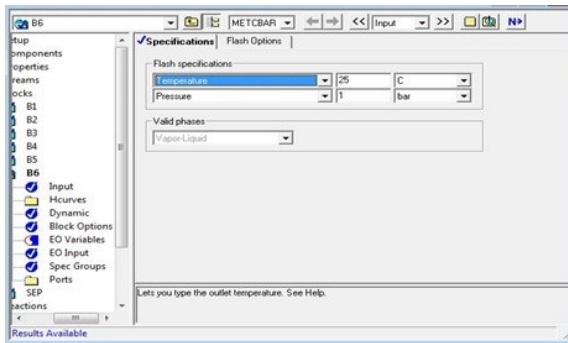


Separador (Flash).

Las siguientes imágenes permiten visualizar las especificaciones de los intercambiadores de calor utilizados para llevar el crudo pesado y el diluyente a las condiciones de salida del proceso deseadas.



Enfriador del Topo del Flash.



Enfriador de fondo del Flash:



CAPÍTULO IV
RESULTADOS OBTENIDOS



Propiedades físicas de los fluidos

Se realizaron los análisis para la determinación de la densidad, gravedad API y la viscosidad dinámica a los crudos utilizados durante la investigación con la finalidad de establecer los parámetros iniciales para el flujo de fluidos, datos esenciales para el transporte de flujo. Los resultados se representan en la siguiente tabla.

Crudo	Densidad (g/mL)	°API	Viscosidad (cP) a 60 °C
Hamaca	0,9918	11,17	1385
Pilón	0,9621	16,89	88
Boscán	0,9923	10	1528

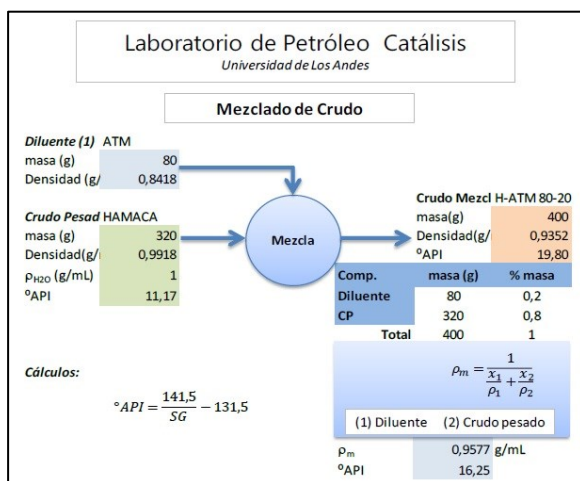
Parámetros iniciales para el flujo de crudos

Observando los tres crudos y clasificándolos de acuerdo a la gravedad API Boscán<Hamaca<Pilón, resultado que se corresponde con las viscosidades que reportan donde Boscán>Hamaca>Pilón.

Mezclado de crudo y diluentes

Con la finalidad de mejorar el petróleo pesado y sus propiedades de transporte, se realizaron una serie de mezclados entre el crudo pesado y una serie de diluentes (corte atmosférico (ATM), Kerosene (K) y crudo Rosa Mediano (RM)) para las diferentes experiencias. El

procedimiento consistió principalmente en agregar proporciones definidas de ambos compuestos a un vaso de precipitado y comenzar el mezclado durante un mínimo de 24 horas a temperatura ambiente. En la figura 6.1 se puede apreciar el proceso de mezclado del crudo Hamaca y un destilado o corte atmosférico, en esta experiencia los °API obtenidos experimentalmente fueron de 19,80 valor un tanto mayor a los 16,25 °API calculados al aplicar la ecuación de mezcla de crudo y diluentes a volumen determinado reportando un error de 17,93%..



Mezclado crudo Hamaca-ATM proporción 80-20.

En las siguientes tablas que se presentan los valores de las densidades de los crudos pesados estudiados, los diluentes, el valor experimental de la densidad de las mezclar a diferentes

concentraciones en peso y los valores de densidad y °API teóricos. Por consiguiente, la primera muestra los resultados para el crudo Hamaca, y la siguiente tabla presenta los resultados para el crudo Pilón y sus diferentes mezclados con los diluentes y finalmente, en la tabla siguiente se encuentran los resultados del crudo Boscán y sus respectivas mezclas.

Mezclas de Crudo Pesado Hamaca experimental y teórico.

Densidad Diluyente	Densidad Crudo Pesado	Densidad, °API Mezcla	Densidad, °API Mezcla Teórico
Kerosene	Hamaca		
g/mL	g/mL	g/mL	g/mL
		H/K 85/15%	H/K 85/15%
		0,9466	0,9566
		17,98 °API	16,42 °API
		H/K 80/20%	H/K 80/20 %
0,7964	0,9918	0,9264	0,9454
		21,24 °API	18,17 °API
		H/K 70/30%	H/K 70/30 %
		0,9116	0,9238
		23,72 °API	21,67 °API
		H/ATM 85/15%	H/ATM 85/15%
		0,9478	0,967
		17,79 °API	14,83 °API
		H/ATM 80/20%	H/ATM 80/20%
		0,9532	0,9577
		16,95 °API	16,25 °API
0,8418	0,9918	H/ATM 70/30%	H/ATM 70/30 %
		0,9197	0,9415
		22,35 °API	18,79 °API

Densidad Diluyente	Densidad Crudo Pesado	Densidad °API Mezcla	Densidad °API Mezcla Teórico
RM	Hamaca		
0,8936	0,9918	H/RM 85/15%	H/RM 85/15%
		0,9668	0,9757
		14,86 °API	13,52 °API
		H/RM 80/20%	H/RM 80/20%
		0,9494	0,9705
		17,54 °API	14,30 °API
		H/RM 70/30%	H/RM 70/30%
		0,9351	0,9601
		19,82 °API	15,88 °API

Mezclas de Crudo Pesado Pilón experimental y teórico

Densidad Diluyente	Densidad Crudo Pesado	Densidad, °API Mezcla	Densidad, °API Mezcla Teórico
Kerosene	CP Pilón		
g/mL	g/mL	g/mL	g/mL
0,7964	0,9923	P/K 85/15%	P/K 85/15%
		0,9298	0,9570
		20,68 °API	16,36 °API
		P/K 80/20%	P/K 80/20%
		0,9654	0,9458
		15,07 °API	18,11 °API
		P/K 70/30%	P/K 70/30%
		0,9654	0,9241
		15,07 °API	21,62 °API

Densidad Diluyente	Densidad Crudo Pesado	Densidad °API Mezcla	Densidad °API Mezcla Teórico
ATM			
0,8945	0,9923	P/ATM 85/15%	P/ATM 85/15%
		0,9512	0,9763
		17,26 °API	13,43 °API
		P/ATM 80/20%	P/ATM 80/20%
		0,9421	0,9711
		18,70 °API	14,21 °API
0,8936	0,9923	P/ATM 70/30%	P/ATM 70/30%
		0,9331	0,9608
		20,15 °API	15,77 °API
		RM	
0,8936	0,9923	P/RM 85/15%	P/RM 85/15%
		0,9654	0,9763
		15,07 °API	13,43 °API
		P/RM 80/20%	P/RM 80/20%
		0,9496	0,9711
		17,51 °API	14,21 °API
0,8936	0,9923	P/RM 70/30%	P/RM 70/30%
		0,9422	0,9608
		18,68 °API	15,77 °API

Mezclas de Crudo Pesado Boscán experimental y teórico

Densidad Diluyente	Densidad Crudo Pesado	Densidad, °API Mezcla	Densidad, °API Mezcla Teórico
Kerosene CP Boscán			
g/mL	g/mL	g/mL	g/mL
0,7964	0,9684	B/K 85/15%	B/K 85/15%
		0,9438	0,9570
		18,43 °API	16,36 °API
		B/K 80/20%	B/K 80/20 %
		0,9322	0,9458
		20,29 °API	18,11 °API
		K/B 70/30%	K/B 70/30 %
		0,9261	0,9241
		21,29 °API	21,62 °API

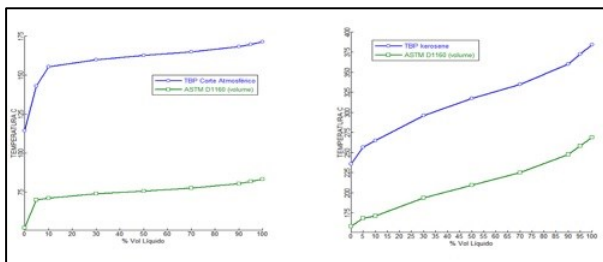
Densidad Diluyente	Densidad Crudo Pesado	Densidad °API Mezcla	Densidad °API Mezcla teórico
ATM			
0,8418	0,9684	ATM/B 85/15%	ATM/B 85/15 %
		0,9548	0,9763
		16,70 °API	13,43 °API
		ATM/B 80/20%	ATM/B 80/20 %
		0,9418	0,9763
		18,74 °API	13,43 °API
0,8936	0,9684	ATM/B 70/30%	ATM/B 70/30 %
		0,9374	0,9763
		19,45 °API	13,43 °API
		RM	
0,8936	0,9684	RM/B 85/15%	RM/B 85/15 %
		0,9446	0,9763
		18,30 °API	13,43 °API
		RM/B 80/20%	RM/B 80/20 %
		0,9481	0,9711
		17,75 °API	14,21 °API
0,9446	0,9608	RM/B 70/30%	RM/B 70/30 %
		0,9446	0,9608
		18,30 °API	15,77 °API

Curva de destilación de los crudos

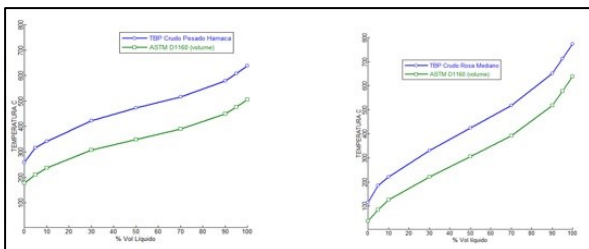
Las pruebas de destilación al vacío realizadas en las materias primas originales, tienen la finalidad de poder conocer en qué medida se pueden producir destilados económicamente apetecibles y determinar el porcentaje volumétrico de residuo de vacío en cada uno de los casos. El equipo de destilación a vacío del laboratorio proporciona la curva ASTM D-1160 al finalizar cada ensayo, en las que se representa el porcentaje volumétrico de destilado frente a su temperatura de ebullición correspondiente, según el comportamiento que haya tenido la muestra en el equipo. Estas curvas son transformadas posteriormente a curvas TBP (True Boiling Point) para conocer cuál sería el comportamiento de dichas muestras si fuesen destiladas en torres de destilación de múltiples etapas de equilibrio y con reflujo; para ello se emplea un software de simulación (Aspen Plus).

Las figuras adjuntas, muestran las curvas de destilación para las diferentes presiones ($P= 760 \text{ mmHg}$ y 40 mmHg), en el eje x se presenta el porcentaje en volumen contra el eje y, la temperatura de ebullición; su comportamiento es en forma de S característico para crudos y derivados del petróleo. Se observa los siguientes hechos:

La primera (a) y (b) representa las curvas de los derivados del petróleo, corte atmosférico y kerosene. Se compara la temperatura de corte de $250 \text{ }^\circ\text{C}$ para la recuperación en la etapa de mezclado y se obtiene que el corte destilado se recupere todo, mientras que para el kerosene no, es decir, permanece en la mezcla de crudos. En la siguiente figura, (d) se presenta la curva de destilación para el crudo Rosa Mediano. Para esta temperatura de corte de recuperación solo se obtiene un 16% y resto permanece en el crudo. Mientras que en la figura (c), (e) y (f) estas representan los crudos pesados Hamaca, Pilón y Boscán. Para esta temperatura de corte se obtiene para Hamaca 0%, Pilón 7% y Boscán 6% y el resto permanece en el crudo de mezcla.

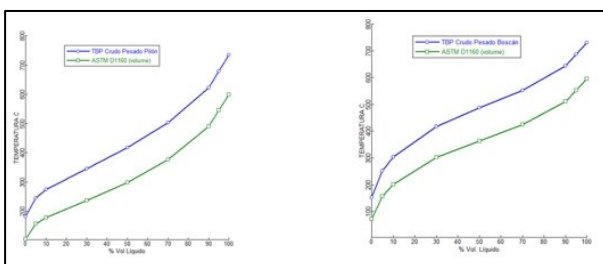


(a) curva de destilación del Corte Atmosférico **(b)** curva de destilación del Kerosene



(c) curva de destilación crudo Hamaca

(d) curva de destilación del crudo Rosa Mediano



(e) curva de destilación crudo Pilon

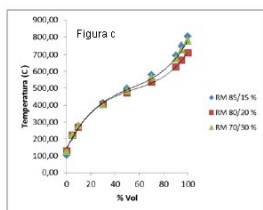
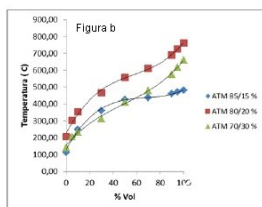
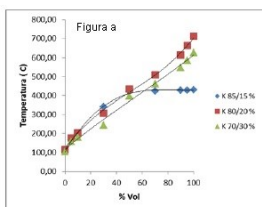
(f) curva de destilación del crudo Boscán

Curvas de destilación de los crudos pesados y los diluentes

Curva de destilación de las mezclas

A continuación, se muestra los resultados las mezclas formuladas con los crudos pesados. Los solventes usados son kerosene, corte atmosférico y crudo Rosa Mediano a las concentraciones de 15%, 20% y 30%, respectivamente.

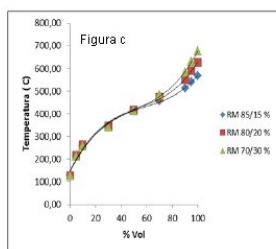
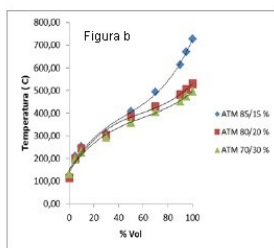
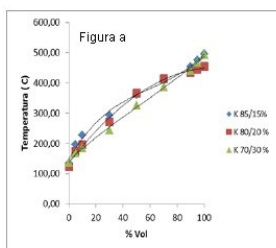
Para el crudo Boscán, la gráfica siguiente muestra el comportamiento de la destilación solvente + crudo pesado. Se observa un comportamiento en forma S. Los hechos más importantes son: La dilución usando kerosene (Figura a) muestra un comportamiento parecido a medida que aumenta la concentración de 15 % a 30 % en masa, presentando la concentración del 20% mayor punto de ebullición. Para la dilución usando el corte atmosférico (Figura b) presenta un comportamiento diferente ya que, la dilución de 20% tiene mayor punto de ebullición. Mientras que, la dilución con Rosa Mediano (Figura c) se observa que las tres curvas se superponen.



Curva de destilación de las mezclas con el crudo Boscán

Para el crudo pesado Pilon se muestra en la figura siguiente la curva de destilación. Se observa las siguientes características:

Las mezclas del solvente con el crudo pesado presentan una forma S y se superpone las gráficas para las diferentes concentraciones. Para el solvente kerosene (Figura a) el comportamiento de la curva de destilación es la misma, observando que no es relevante la concentración de la mezcla. Para el solvente atmosférico (Figura b) presenta una forma de S, pero presenta un comportamiento parecido que el solvente kerosene. Mientras que, la figura c, muestra para el solvente Rosa Mediano observando una superposición para las diferentes concentraciones.

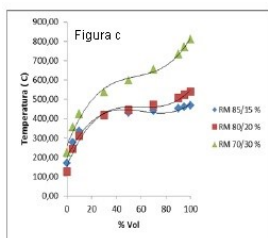
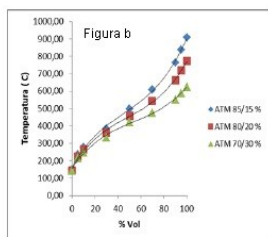
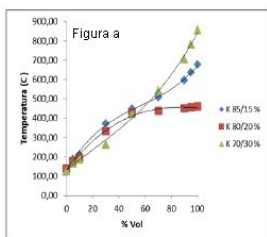


Curva de destilación de las mezclas con el crudo Pilon

Por último, se muestra en la gráfica siguiente la curva de destilación para el crudo Hamaca con solvente. Se observa:

La mezcla Kerosene con crudo pesado Hamaca (Figura a) presenta un comportamiento en forma de S la curva de destilación y no se observa gran variación con respecto al contenido de kerosene.

La mezcla atmosférica con crudo pesado (Figura b) se observa una variación en los cortes más pesados. Mientras que, la mezcla Rosa Mediano con crudo pesado Hamaca (Figura c) se observa una marcada variación para la concentración del 30%.



Curva de destilación de las mezclas con el crudo Hamaca.

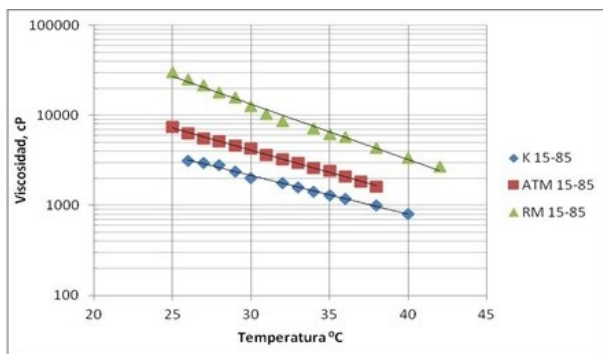
Viscosidad de las mezclas de los crudos pesados

Las mezclas de los crudos pesados con los solventes: corte atmosférico, kerosene y Rosa Mediano se presenta a continuación. Teniendo en cuenta que la viscosidad es la

propiedad más importante en el transporte de los crudos pesados y además, la energía para el transporte por el oleoducto de crudo pesado es proporcional a la viscosidad del fluido.

Crudo pesado hamaca mezclado 85/15% con solvente

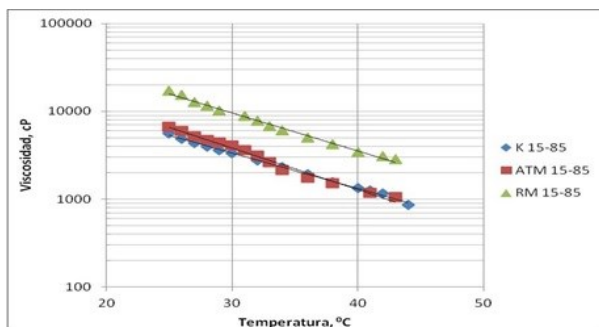
En la gráfica adjunta se muestra el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura para la mezcla 85/15 % en masa. Se observa que a medida que la temperatura aumenta la viscosidad disminuye. Si se compara entre los diferentes solventes se observa en forma creciente con respecto a la viscosidad el solvente kerosene presenta la baja viscosidad, seguido del solvente atmosférico y por último, el crudo Rosa Mediano. Se puede decir que este comportamiento para el crudo Hamaca se debe a los dos primeros solvente tiene densidades bajas con respecto al Crudo Rosa Mediano.



Viscosidad de la mezcla del Crudo Pesado Hamaca 85/15% en masa.

Crudo pesado Boscan mezclado 85/15% con solvente

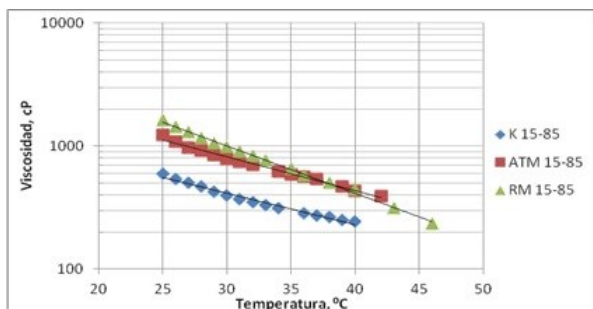
La gráfica siguiente muestra el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura a diferentes solventes para la mezcla 85/15 % en masa. Se observa que para los solventes kerosene y corte atmosférico se superpone las viscosidades indicando que ambos solventes tienen la misma propiedad de mezclado, mientras que la mezcla con el solvente Rosa Mediano presenta un comportamiento distinto. Si se compara entre ellos se obtiene una baja reducción de viscosidad con los solventes kerosene y corte atmosférico que usando Rosa Mediano.



Viscosidad de la mezcla del Crudo Pesado Boscán 85/15% en masa.

Crudo pesado pilón mezclado 85/15% con solvente

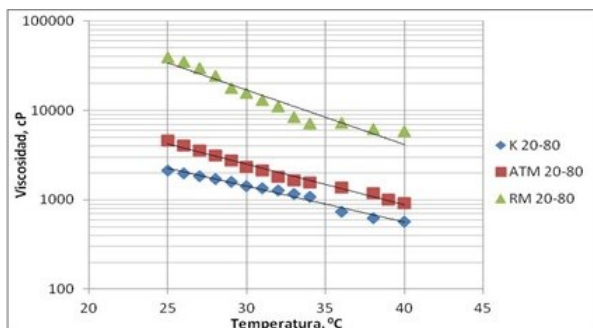
La viscosidad del crudo pesado Pilon disminuye en función de la temperatura como se muestra en la grafica. Se observa que, el solvente kerosene es el que reduce más la viscosidad, mientras que, el solvente corte atmosférico y Rosa Mediano presentan un comportamiento parecido y no se nota una diferencia apreciable en la reducción la viscosidad entre ellos.



Viscosidad de la mezcla del Crudo Pesado Pilon 85/15% en masa

Crudo pesado hamaca mezclado 80/20% con solvente

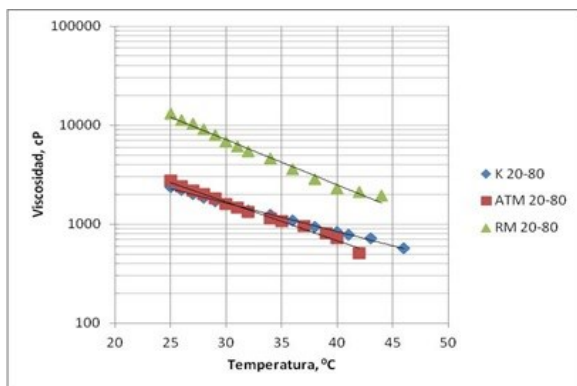
A medida que aumenta la temperatura la viscosidad de la mezcla de solvente con el crudo pesado Hamaca disminuye. La gráfica nos muestra este comportamiento. Si se compara entre ellas, la viscosidad se reduce más usando el kerosene, seguido el corte atmosférico y de último, el crudo Rosa Mediano.



Viscosidad de la mezcla del Crudo Hamaca 80/20% en masa

Crudo pesado boscán mezclado 80/20% con solvente

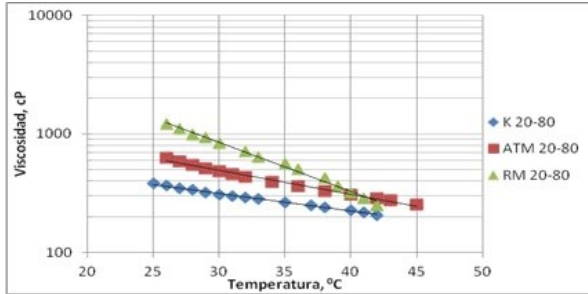
Para la mezcla crudo pesado Boscán 80/20% para los diferentes solventes, la gráfica muestra su comportamiento. Se observa que a medida que la temperatura aumenta la viscosidad disminuye. En el caso de los solventes kerosene y corte atmosférico se muestra que no hay una apreciable diferencia entre ella. En resumen, los solventes kerosene y corte atmosférico disminuye más la viscosidad con respecto al solvente Rosa Mediano.



Viscosidad de la mezcla del Crudo Boscán 80/20% en masa

Crudo pesado pilón mezclado 80/20% con solvente

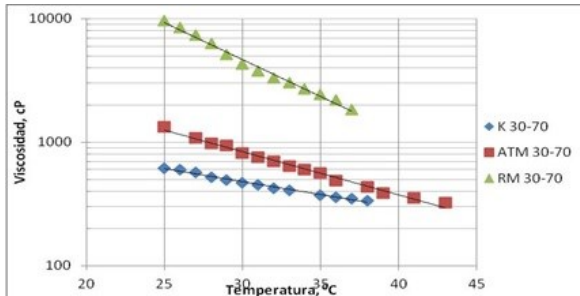
En la gráfica siguiente se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla para el crudo pesado Pilon a las diferentes diluyentes, se observa que la viscosidad disminuye a medida que aumenta la temperatura. La viscosidad de la mezcla usando Rosa Mediano disminuye en una forma muy rápida a temperaturas muy altas. En resume, se obtuvo una reducción de la viscosidad con los solventes kerosene, corte atmosférico y Rosa Mediano.



Viscosidad de la mezcla del Crudo Pilón 80/20% en masa.

Crudo pesado hamaca mezclado 70/30% con solvente

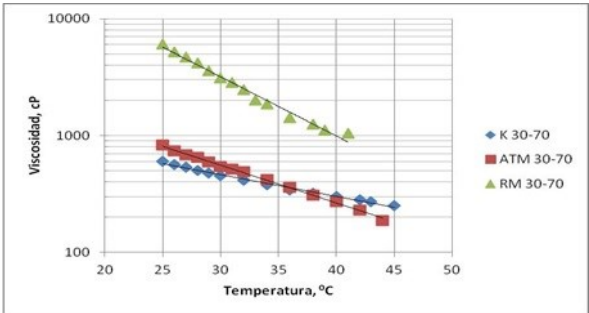
Para la mezcla crudo pesado Hamaca 70/30% para los diferentes solventes, la gráfica muestra su comportamiento. Se observa que a medida que la temperatura aumenta la viscosidad disminuye. También, se observa que el solvente kerosene disminuye más la viscosidad, seguido del corte atmosférico y de último el crudo Rosa Mediano.



Viscosidad de la mezcla del Crudo Hamaca 70/30% en masa.

Crudo pesado Boscan mezclado 70/30% con solvente

En la gráfica siguiente se presenta el comportamiento de la viscosidad de la mezcla 70/30% del crudo pesado Boscán en función de la temperatura, observándose una disminución de la viscosidad a medida que la temperatura aumenta. Para este caso los solventes kerosene y corte atmosférico presenta una reducción de viscosidad muy poco apreciable, pero con respecto al uso del solvente Rosa Mediano se muestra una gran diferencia en cuanto a la reducción de la viscosidad. Además, se observa que, la pendiente de la mezcla Rosa Mediano es más pronunciada con respecto a los otros solventes, indicando que a medida que la temperatura incremente más las viscosidad puede ser más baja que los otros solventes.

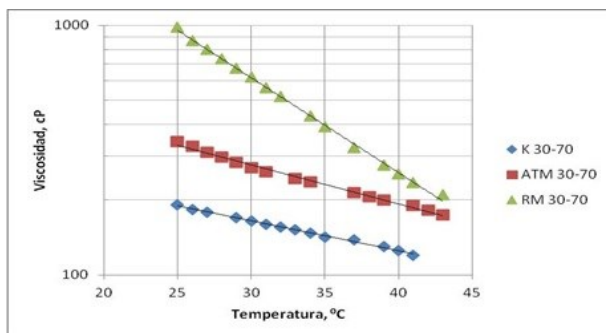


Viscosidad de la mezcla del Crudo Boscán 70/30% en masa

Crudo pesado pilón mezclado 70/30% con solvente

Para la mezcla crudo pesado Pilón 70/30% para los diferentes solventes, la Figura adjunta muestra su comportamiento. Se observa que a medida que la temperatura aumenta la viscosidad disminuye.

El orden de disminución de la viscosidad de la mezcla es el siguiente: kerosene, atmosférico y Rosa Mediano. Observándose una pendiente más pronunciada la del solvente Rosa Mediano, el cual indica que temperatura superior a 45 °C está puede tener una viscosidad mucho menor que los otros solventes.

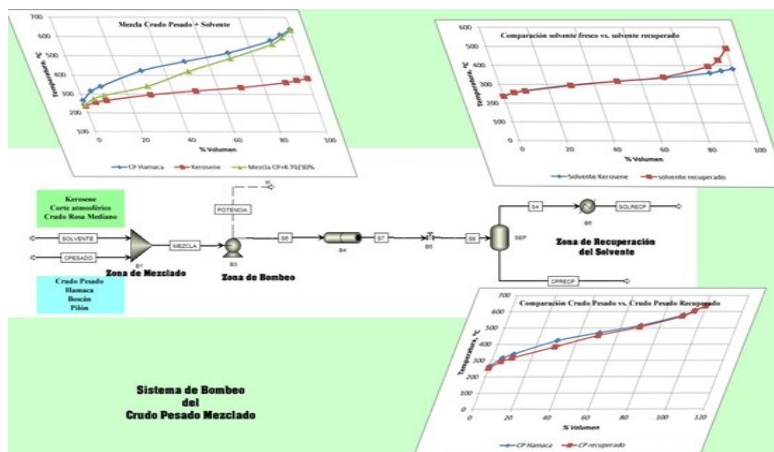


Viscosidad de la mezcla del Crudo Pilón 70/30% en masa.

Sistemas de bombeo de las mezclas de crudos pesados

Con base en los resultados experimentales y siguiendo el objetivo primordial de esta investigación, que consiste en estudiar el efecto de algunas variables operacionales sobre el proceso de dilución de crudos pesados para mejorar su transportabilidad y sus propiedades físicas, se procedió a utilizar el programa de computación Aspen Plus para simular el proceso.

De acuerdo con las distintas proporciones de crudo pesado que se emplearon en la elaboración de las mezclas y las cantidades de solvente se fueron ejecutando una serie de simulaciones computacionales, para su posterior discusión siguiendo un patrón como el que se presenta en la imagen adjunta.



Simulación del sistema de bombeo de las mezclas de crudos pesados

Crudo hamaca – kerosene, mezcla 70/30% en masa

La primera simulación se realizó utilizando una mezcla de crudo Hamaca y como diluyente se seleccionó el kerosene. Esta solución se concentró al 70% en masa del crudo. Y se presentó como el primer caso de estudio. En la tabla adjunta se encuentra reportado el valor calculado de la potencia de la bomba encargada de impulsar la mezcla crudo-diluyente:

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Hamaca kerosene (70-30%) p.

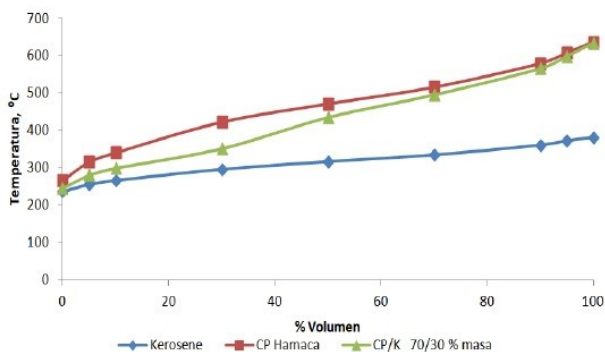
Potencia	
POWER (kW)	10,51

En la siguiente tabla, se hallan los resultados de la gravedad API y la densidad del crudo Hamaca y el solvente utilizado (Kerosene) a lo largo de todo el proceso, es decir, se especifican los parámetros del compuesto puro, de la mezcla y finalmente del crudo y el diluyente una vez que han sido separados nuevamente.

Comparación de °API y densidad del crudo Hamaca-kerosene (70-30%) p para el proceso de mezclado y transporte.

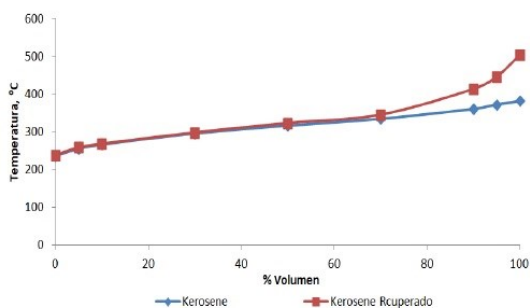
	Solvente	CP Hamaca	CP+K	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	35,04	14,53	18,82	31,87	15,74
Densidad estándar (g/mL)	0,8479	0,9670	0,9394	0,8644	0,9590

La gráfica siguiente presenta la comparación de la destilación del crudo Hamaca, el kerosene y la mezcla crudo Hamaca-Kerosene (c.H/K) en proporción 70-30% en masa respectivamente, aquí se logra observar como la curva descrita por la mezcla se mantiene entre las curvas de destilación del crudo y el solvente (Kerosene) hasta llegar a un aproximado del 70% del volumen de destilado. Esto se debe a que a partir de este punto, las temperaturas alcanzadas se encuentran alrededor de 500 °C y los compuestos por destilar son los pertenecientes al crudo ya que contienen cadenas carbonadas más largas y pesadas.



Destilaciones de crudo Hamaca, Kerosene y mezcla 70/30% Hamaca/kerosene

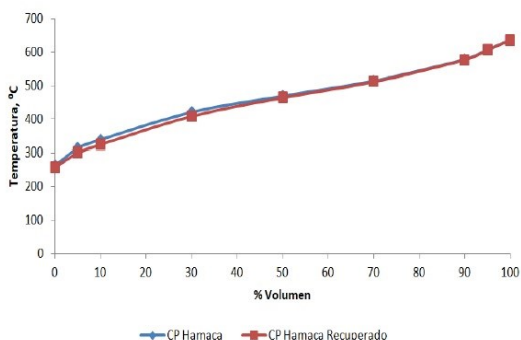
Con relación a los cambios que pudieran presentar el kerosene recuperado luego del proceso de transporte, se realizó la destilación de una muestra virgen de kerosene y otra de kerosene para comparar el comportamiento y de esta forma determinar si era posible reutilizarlo nuevamente como diluyente. La figura en cuestión muestra que ambas curvas se mantienen prácticamente en el mismo rango de temperatura a lo largo de la destilación y no es sino hasta superar el 80% de destilado donde se aprecia una diferencia significativa consecuencia del arrastre de algunos compuestos pesados provenientes del crudo Hamaca.



Destilación de Kerosene y Kerosene recuperado de la mezcla 70/30% c.H/K

Se realizó la comparación de las destilaciones entre el crudo Hamaca original y el crudo Hamaca luego de ser mezclado,

transportado y recuperado, obteniendo que las curvas presenten un comportamiento similar en sus rangos de temperatura. Esto indica que el kerosene no afecto de forma significativa las propiedades del crudo una vez que se separaron.



Destilación crudo Hamaca y Crudo Hamaca recuperado de la mezcla con kerosene 70/30%

Crudo hamaca – kerosene, mezcla 80/20% en masa

Se variaron los porcentajes en masa de la mezcla del crudo Hamaca-Kerosene disminuyendo la cantidad de solvente a un 20%, con la finalidad de observar el comportamiento y las posibles variaciones de las propiedades de la mezcla en el proceso de transporte. De acuerdo con los datos experimentales obtenidos se realizó la simulación en el programa de computación Aspen Plus; entre los resultados

más relevantes se obtuvo la potencia de la bomba requerida, ejemplificada en la siguiente tabla:

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Hamaca-kerosene (80-20%) p.

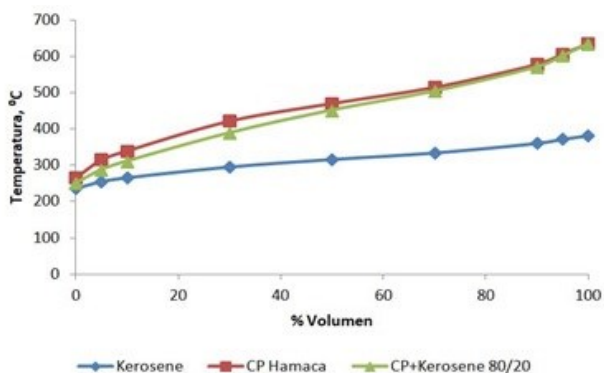
Potencia	
POWER (kW)	10,51

En la tabla siguiente, se muestra una diferencia apreciable entre la densidad del kerosene inicial y el recuperado una vez que se separa nuevamente, esto da indicios de que el kerosene conservó una pequeña cantidad del crudo que no se logró retirar durante el proceso de recuperación del solvente.

Comparación de °API y densidad del crudo Hamaca-kerosene (80-20%) p para el proceso de mezclado y transporte.

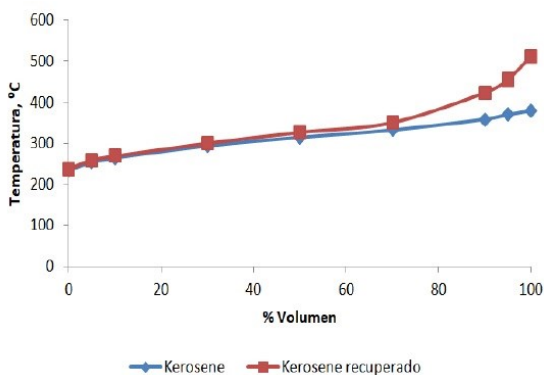
	Solvente	CP Hamaca	CP+K	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	35,04	14,53	17,02	30,68	14,99
Densidad estándar (g/mL)	0,8479	0,9670	0,9508	0,8707	0,9639

Como era de esperarse la curva de destilación en la mezcla tiende a tener un comportamiento más parecido al del crudo Hamaca, consecuencia de su mayor concentración en la muestra estudiada:



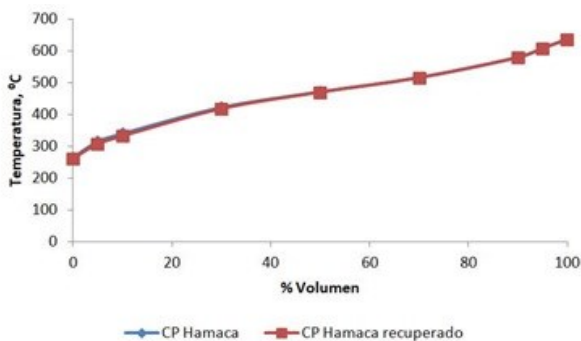
Destilaciones de crudo Hamaca, Kerosene y mezcla 80/20% c. Hamaca/kerosene.

Al comparar las destilaciones del kerosene inicial y el recuperado, al igual que en el caso anterior, la curva de destilación del solvente recuperado muestra un aumento en las temperaturas motivada al arrearre de algunos componentes pesados provenientes del crudo.



Destilación de Kerosene y Kerosene recuperado de la mezcla 80/20% c.H/K.

La siguiente figura representa las destilaciones del crudo Hamaca original y el crudo Hamaca recuperado proveniente de la mezcla con kerosene 80/20% en masa, estas manifiestan un comportamiento donde superponen ambas curva, indicando que el proceso no tuvo un efecto significativo sobre el crudo.



Destilación crudo Hamaca y Crudo Hamaca recuperado de la mezcla con kerosene 80/20%.

Crudo hamaca – kerosene, mezcla 85/15% en masa

En esta experiencia se incrementó la concentración del crudo Hamaca a un 85% en masa contra un 15% de kerosene, con la finalidad de determinar si el proceso de transporte a dichas concentraciones era viable, la tabla siguiente muestra que la bomba necesaria para este propósito requiere de 10,51 KW para lograr impulsar la carga hasta su destino.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Hamaca-kerosene (85-15%) p

Potencia

POWER (kW) 10,51

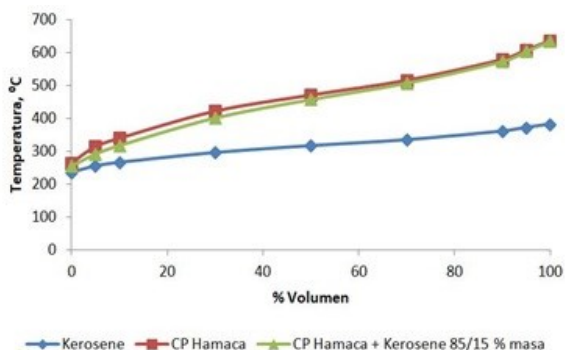
La siguiente tabla presenta la variación de las gravedades API y la densidad a lo largo de la simulación del proceso de transporte de crudo a concentraciones de 85/15% en masa. En este caso, los valores más afectados se encuentran al comparar los valores de entre el solvente inicial y el recuperado.

Comparación de °API y densidad del crudo Hamaca-kerosene (85-15%) p para el proceso de mezclado y transporte.

	Solvente	CP Hamaca	CP+K	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	35,04	14,53	17,02	30,68	14,99
Densidad estándar (g/mL)	0,8479	0,9670	0,9549	0,8722	0,9647

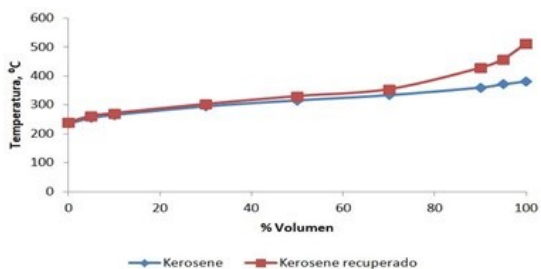
En la siguiente gráfica se muestran las destilaciones del crudo Hamaca, Kerosene y la mezcla 85/15% en masa de crudo Hamaca/kerosene. En estas curvas se destaca como la

destilación de la mezcla tiende a tener puntos de ebullición muy cercanos a los del crudo Hamaca, resultado de su alta concentración.



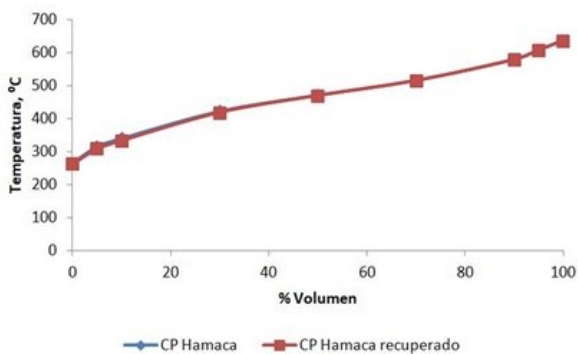
Destilaciones de crudo Hamaca, Kerosene y mezcla 85/15% c. Hamaca/kerosene.

Al comparar las curvas de destilación del solvente utilizado y un solvente virgen, se puede deducir que, al igual que en casos anteriores el kerosene recuperado presenta una pequeña cantidad de hidrocarburos pesados provenientes del crudo Hamaca que quedaron retenidos luego del proceso de separación del kerosene del crudo. Este resultado está acorde a los efectos o cambios que se apreciaron en la densidad y °API.



Destilación de Kerosene y Kerosene recuperado de la mezcla 85/15% c.H/K.

Finalmente, se realizaron las destilaciones del crudo Hamaca original y el crudo Hamaca recuperado proveniente de la separación de la mezcla con kerosene 85/15% en masa. Encontrando una leve disminución de los puntos de ebullición iniciales del crudo recuperado, consecuencia de la presencia de un bajo porcentaje del solvente utilizado.



Destilación crudo Hamaca y Crudo Hamaca recuperado de la mezcla con kerosene 85/15%.

Crudo hamaca – corte atmosférico, mezcla 70/30% en masa

Con base en la experiencia se cambió el medio de dilución de kerosene a un corte atmosférico, para analizar los posibles efectos sobre el proceso de mezclado. Así se realizó el mezclado para una concentración en peso de 70% de crudo Hamaca versus 30% del corte atmosférico. La tabla siguiente indica la potencia de la bomba requerida según la simulación realizada en el programa Aspen Plus.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Hamaca-corte atmosférico (70-30%) p.

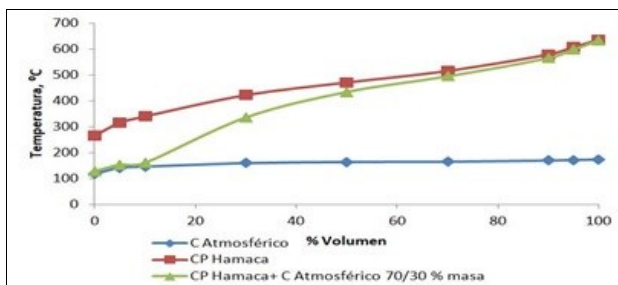
Potencia

POWER (KW) 10,50

Comparación de °API y densidad del crudo Hamaca-corte atmosférico (70-30%) p. para el proceso de mezclado y transporte.

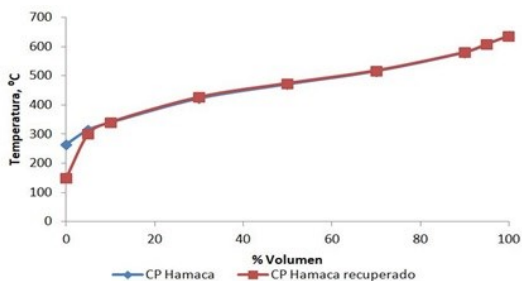
	Solvente	CP Hamaca	CP+CA	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	37,17	14,53	19,21	35,83	14,15
Densidad estándar (g/mL)	0,8372	0,9670	0,9370	0,8439	0,9695

La gráfica siguiente muestra las destilaciones del crudo Hamaca puro, la mezcla crudo Hamaca - corte atmosférico (70-30%) en masa y un corte Atmosférico virgen. Como se puede observar la mezcla se mantiene entre las destilaciones de los componentes puros con puntos de ebullición iniciales cercanos a los del corte atmosférico y valores finales de ebullición cercanos a los del crudo Hamaca.

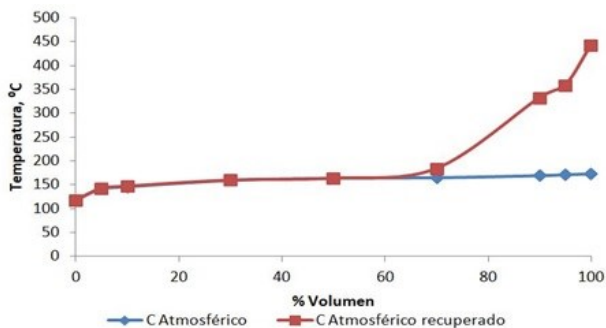


Destilaciones del crudo Hamaca, corte Atmosférico y mezcla c.Hamaca - Corte Atmosférico (70-30%) en masa.

La gráfica siguiente compara los resultados de la simulación en cuanto a la destilación del crudo en condiciones iniciales y el crudo que se recupera después del proceso de transporte, mostrando comportamientos muy similares. De igual forma se muestra en la figura VI.27 la superposición de las destilaciones del corte atmosférico inicial con el recuperado, reportando que la diferencia se encuentra más allá del 60% de destilado donde el arrastre de algunos componentes pesados eleva los puntos de ebullición del corte atmosférico recuperado.



Destilación del crudo Hamaca y el crudo Hamaca recuperado de la mezcla c. Hamaca - Corte Atmosférico (70-30%).



Destilación del corte Atmosférico y el corte Atmosférico recuperado de la mezcla c. Hamaca - Corte Atmosférico (70-30%).

Crudo hamaca – corte atmosférico, mezcla 80/20% en masa

En la tabla adjunta se muestra la potencia requerida por la bomba para impulsar la mezcla al 80% en masa del crudo, calculada a partir del programa de computación Aspen Plus.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Hamaca-Corte Atmosférico (80-20%) p.

Potencia

POWER (KW) 10,50

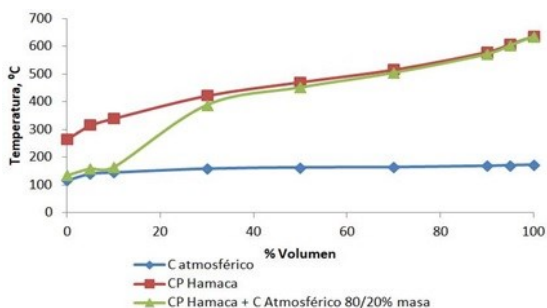
La tabla siguiente muestra la variación de los °API y la densidad durante la simulación del proceso a las concentraciones establecidas, donde destaca principalmente la diferencia de densidad en el corte Atmosférico inicial y el recuperado.

Comparación de °API y densidad del crudo Hamaca-corte atmosférico (80-20%) p. para el proceso de mezclado y transporte.

	Solvente	CP Hamaca	CP+CA	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	37,17	14,53	17,25	35,22	14,24
Densidad estándar (g/mL)	0,8372	0,9670	0,9493	0,8470	0,9689

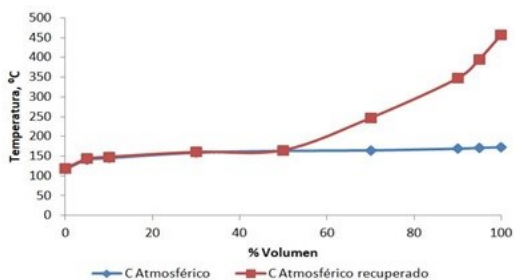
Se realizaron las destilaciones del crudo Hamaca, el Corte Atmosférico y la mezcla c. Hamaca/C. Atmosférico 80/20% en masa las cuales se muestran en la gráfica siguiente,

demonstrando un comportamiento muy similar al ocurrido en otro caso donde la curva de la mezcla presenta un comportamiento inicial muy parecido al comportamiento del Corte Atmosférico para luego subir rápidamente sus puntos de ebullición hasta llegar a unirse a la curva del crudo Hamaca.



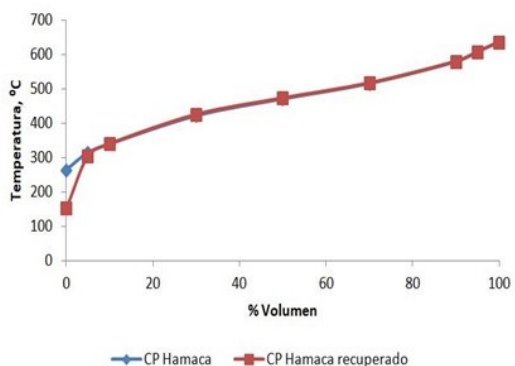
Destilaciones del crudo Hamaca, Corte Atmosférico y mezcla c. Hamaca/C. Atmosférico 80/20% en masa

Al comparar las destilaciones del Corte Atmosférico virgen y el Corte Atmosférico recuperado observable en la gráfica adjunta como era de esperarse presentan curvas muy parecidas hasta el 50% de destilado donde el arrastre de hidrocarburos pesados desplaza la curva del solvente recuperado hasta alcanzar valores superiores a los 450°C.



Destilaciones del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla crudo Hamaca-Corte Atmosférico (80-20%).

La gráfica indicada, compara el comportamiento de las destilaciones del crudo Hamaca y el crudo Hamaca recuperado proveniente de la separación de la mezcla con Corte Atmosférico 80/20% en masa. Consiguiendo al igual que en el proceso anterior, una leve disminución de los puntos de ebullición iniciales del crudo recuperado, consecuencia de la presencia de un bajo porcentaje del solvente.



Destilaciones del crudo Hamaca y el crudo Hamaca recuperado de la mezcla crudo Hamaca-Corte Atmosférico (80-20%)

Crudo hamaca – corte atmosférico, mezcla 85/15% en masa

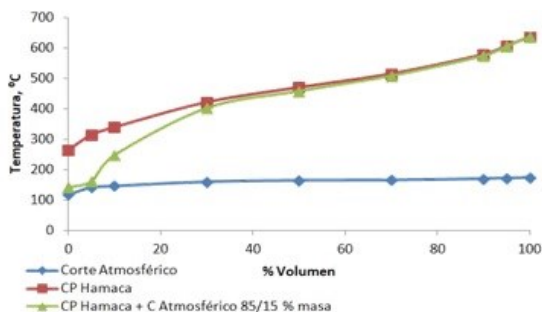
Finalizando el estudio de la influencia del corte Atmosférico, se realizó el mezclado para una concentración en peso de 85% de crudo Hamaca versus un 15% del corte atmosférico. Al simular el proceso, el programa indicó que la bomba requiere una potencia de 10,5 KW.

En la tabla siguiente se presentan los valores de densidad y °API para el crudo Hamaca y el Corte Atmosférico; con relación a estos parámetros se presentan su valor al ser mezclados y finalmente, sus desviaciones cuando son separados y recuperados al final del proceso de transporte, por ejemplo, se los °API del solvente decrecen al compararlos con el inicial, indicando que hay presencia de hidrocarburos más pesados debido a una pequeña retención durante el proceso de transporte de crudo.

Tabla Comparación de °API y densidad del crudo Hamaca-corte atmosférico (85-15%) p. para el proceso de mezclado y transporte.

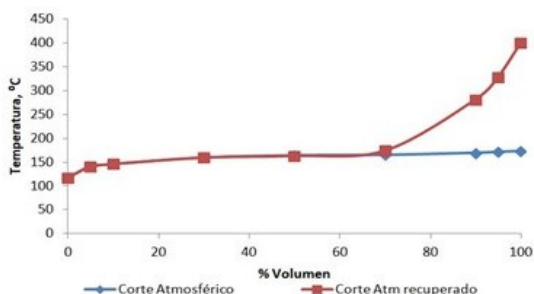
	Solvente	C Hamaca	CP+CA	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	37,17	14,53	16,55	36,79	16,55
Densidad estándar (g/mL)	0,8372	0,9670	0,9538	0,8391	0,9538

En la siguiente figura se muestra las destilaciones del crudo Hamaca virgen, el Corte Atmosférico y la mezcla c. Hamaca/C. Atmosférico 85/15% en masa. La curva de la mezcla exhibe un comportamiento inicial muy parecido al comportamiento del Corte Atmosférico luego, a partir de un 5% de destilado comienza a ascender sus puntos de ebullición hasta llegar de la curva del crudo Hamaca.

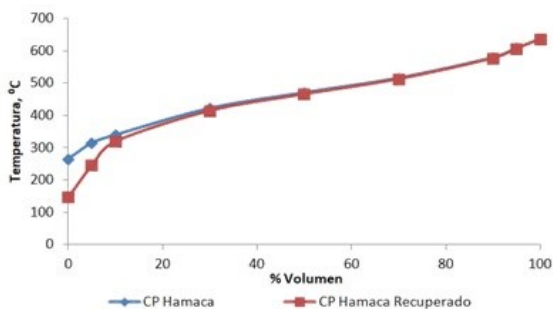


Destilaciones de crudo Hamaca, Corte Atmosférico y la mezcla c.Hamaca/C.Atmosférico 85/15% en masa

Se realizó una comparación de las destilaciones del Corte Atmosférico virgen y el Corte Atmosférico recuperado, resultando en curvas muy parecidas hasta el 70% de destilado donde el arrastre de hidrocarburos de pesos moleculares mayores desplaza la curva hasta alcanzar valores de 400°C, concordando con la diferencia de densidad descrita anteriormente. De igual manera se compararon las destilaciones del crudo Hamaca y el crudo Hamaca recuperado; este último presentó una diferencia en su punto inicial de ebullición de casi 100°C por debajo del crudo original, sin embargo, asciende para terminar presentando el mismo comportamiento en ambos crudos.



Destilaciones Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla crudo Hamaca-Corte Atmosférico (85-15%).



Destilaciones de crudo Hamaca y crudo Hamaca recuperado de la mezcla crudo Hamaca-Corte Atmosférico (85-15%)

Crudo hamaca – rosa mediano, mezcla 70/30% en masa

Se varió el medio de dilución para el crudo Hamaca, en este caso se utilizó para la simulación el crudo Rosa Mediano que tiene una gravedad °API de 19,23. La tabla presentada, presenta el valor de la potencia requerida por la bomba para impulsar la mezcla de crudos y la siguiente tabla muestra los datos y resultados de las variaciones de la densidad y los °API durante la simulación.

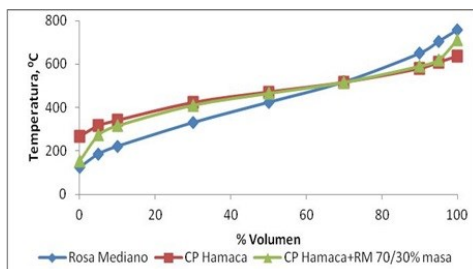
Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Hamaca- Rosa Mediano (70/30%) p.

Potencia	
POWER (KW)	10,515

Comparación de °API y densidad crudo Hamaca-Rosa Mediano (70/30%) p. para el proceso de mezclado y transporte.

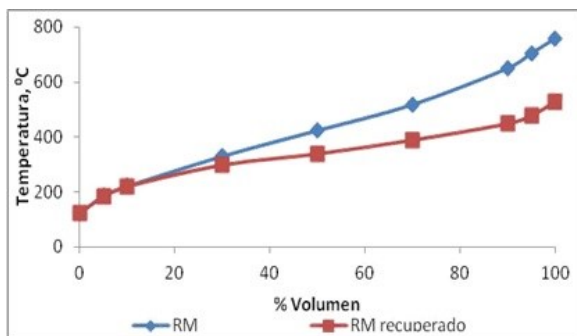
	Solvente	CP Hamaca	CP+RM	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	19,23	14,53	15,59	28,34	12,70
Densidad estándar (g/mL)	0,9369	0,9670	0,9600	0,8834	0,9793

En la siguiente figura se encuentran las destilaciones del crudo Hamaca (cH), el crudo Rosa Mediano (RM) y la mezcla crudo Hamaca (cH)/ crudo Rosa Mediano (RM) para un 70/30% en masa, respectivamente. La curva de la mezcla, manifiesta un comportamiento muy parecido al de la curva del crudo Hamaca salvo por los puntos de destilación inicial y final.

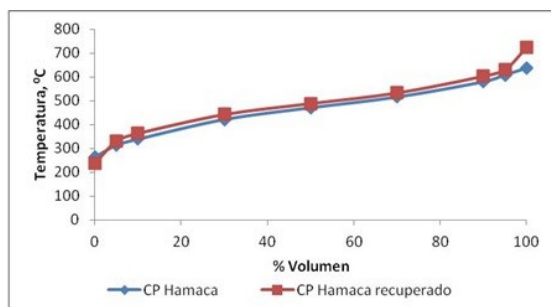


Destilaciones del crudo Hamaca (cH), crudo Rosa Mediano (RM) y la mezcla cH/RM para un 70/30% en masa.

En la siguiente gráfica, se hallan las destilaciones de una muestra de crudo Rosa Mediano y otra de Rosa Mediano recuperado, esta última presenta un comportamiento que difiere con respecto a la original, principalmente hacia los puntos finales del destilado describiendo una curva con temperaturas de ebullición alrededor de los 500 °C, mientras el crudo Rosa Mediano presenta temperaturas que sobrepasan los 700 °C. De igual manera, se graficaron las destilaciones del crudo Hamaca virgen y el recuperado describiendo dos curvas prácticamente superpuestas con pequeñas variaciones en sus temperaturas.



Destilaciones crudo Rosa Mediano y crudo Rosa Mediano recuperado de la mezcla cH/RM a un 70/30% en masa.



Destilaciones del crudo Hamaca y crudo Hamaca recuperado de la mezcla cH/RM a un 70/30% en masa

Crudo hamaca – rosa mediano, mezcla 80/20% en masa

Para este caso se varió la concentración de crudo Hamaca en la mezcla a un 80% en peso, la tabla muestra la potencia requerida por la bomba para impulsar la mezcla bajo las

condiciones de operación, calculada a partir del programa de computación Aspen Plus. Y la otra tabla muestra la variación de los °API y la densidad durante la simulación del proceso a las concentraciones establecidas, donde destaca principalmente la diferencia de densidad entre el crudo Rosa Mediano inicial y el crudo Rosa Mediano recuperado, que presenta una gravedad °API 10 grados por arriba de la inicial.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Hamaca-Crudo Rosa Mediano (80-20%) p

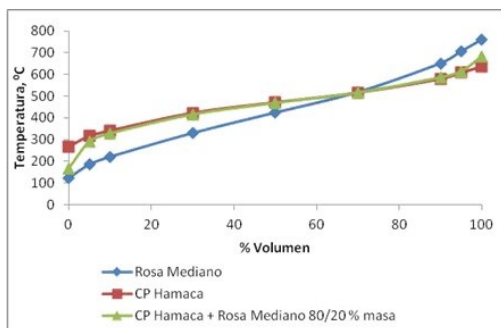
Potencia	
POWER (KW)	10,515

Comparación de °API y densidad del crudo Hamaca-corte atmosférico (80-20%) p. para el proceso de mezclado y transporte

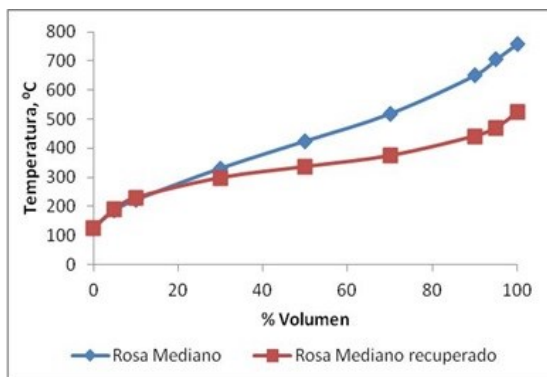
	Solvente	CP Hamaca	CP+RM	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	19,23	14,53	15,15	29,14	13,46
Densidad estándar (g/mL)	0,9369	0,9670	0,9629	0,8791	0,9741

Siguiendo la metodología experimental se graficaron las curvas de destilación del crudo Hamaca (cH), crudo Rosa Mediano (RM) y la mezcla cH/RM para un 80/20% en masa respectivamente, observando que la curva descrita por la mezcla tiende a tener puntos similares a los del crudo Hamaca. Con relación a estos resultados al graficar las destilaciones del crudo Rosa Mediano original y el recuperado se observa la misma tendencia del caso 6.6.7

donde la curva del crudo diluyente recuperado mejora sus propiedades, evidenciadas al ver su gravedad °API.

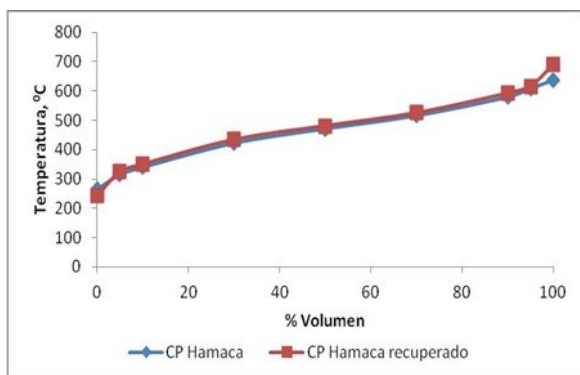


Destilaciones del crudo Hamaca (cH), crudo Rosa Mediano (RM) y la mezcla cH/RM para un 80/20% en masa.



Destilaciones crudo Rosa Mediano y crudo Rosa Mediano recuperado de la mezcla cH/RM a un 80/20% en masa.

La siguiente gráfica reporta que la curva de destilación del crudo Hamaca recuperado tiene puntos de ebullición más altos que los del crudo original consecuencia de la afinidad de algunos compuestos del crudo Rosa Mediano que no se separaron al finalizar la simulación del proceso.



Destilaciones del crudo Hamaca y crudo Hamaca recuperado de la mezcla cH/RM a un 80/20% en masa.

Crudo hamaca – rosa mediano, mezcla 85/15% en masa

Continuando con las simulaciones computacionales sobre el estudio de la influencia del crudo Rosa Mediano como diluyente para el transporte del crudo pesado Hamaca, se realizó el mezclado para una concentración en peso de 85% de crudo Hamaca versus un 15% del crudo Rosa Mediano, reportando que la bomba requiere una potencia de 10,51 KW.

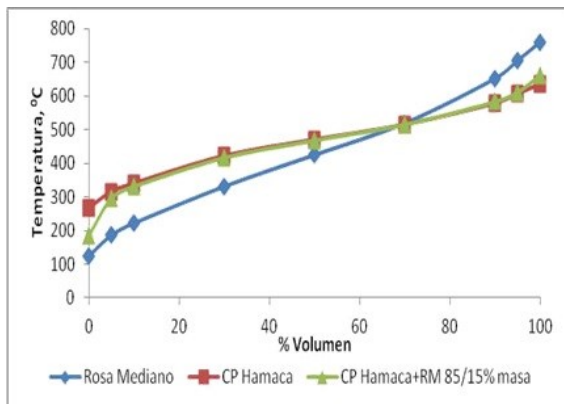
En la tabla siguiente se presentan los valores de densidad y °API para el crudo Hamaca y el crudo Rosa Mediano; con relación a estos parámetros se encontró que al igual que en los casos anteriores el crudo Rosa Mediano experimenta una mejora en estas propiedades cuando es separados y recuperados al final del proceso de transporte.

Comparación de °API y densidad crudo Hamaca-Rosa Mediano (70/30%) p. para el proceso de mezclado y transporte

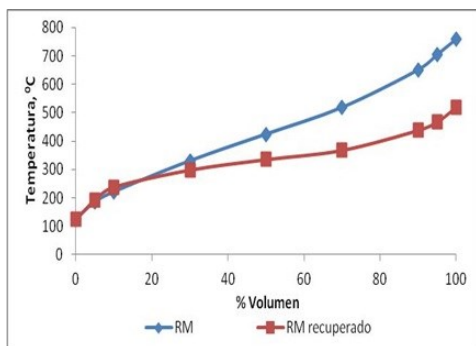
	Solvente	CP Hamaca	CP+RM	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	33,81	19,03	22,22	34,46	19,18
Densidad estándar (g/mL)	0,8542	0,9381	0,9186	0,8508	0,9372

La siguiente gráfica muestra las destilaciones del crudo Hamaca virgen, el crudo Rosa Mediano y la mezcla c.Hamaca/crudo Rosa Mediano 85/15% en masa. La curva de la mezcla muestra un comportamiento similar a la curva descrita por el crudo Hamaca. Finalmente, se realizó una comparación de las destilaciones del crudo Rosa Mediano virgen y el crudo Rosa Mediano recuperado con resultados similares a los estudios anteriores con concentraciones diferentes, donde el crudo diluyente recuperado muestra mejores propiedades. De igual manera se compararon las destilaciones del crudo Hamaca y el crudo Hamaca recuperado, encontrando que las diferencias entre ambos

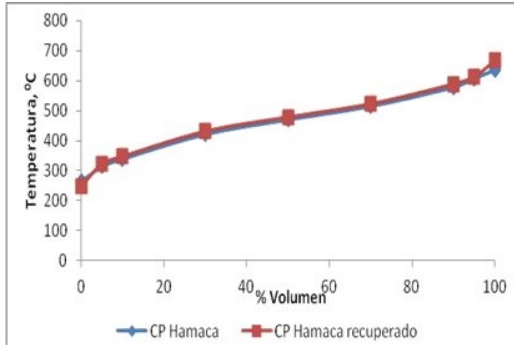
crudos no son significativas al presentar curvas que se superponen, tal como se observa en la siguiente imagen:



Destilaciones del crudo Hamaca (cH), crudo Rosa Mediano (RM) y la mezcla cH/RM para un 85/15% en masa



Destilaciones crudo Rosa Mediano y crudo Rosa Mediano recuperado de la mezcla cH/RM a un 85/15% en masa



Destilaciones del crudo Hamaca y crudo Hamaca recuperado de la mezcla cH/RM a un 85/15% en masa

Crudo pesado pilón – solvente kerosene 70/30% en masa

El estudio de simulación computarizada del crudo pesado Pilon se inició utilizando una mezcla del crudo en un 70% en masa y como diluyente el kerosene. En la tabla siguiente se encuentra reportado el valor calculado de la potencia de la bomba encargada de impulsar la mezcla crudo-diluyente:

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Pilon - Kerosene (70/30%) p

Potencia

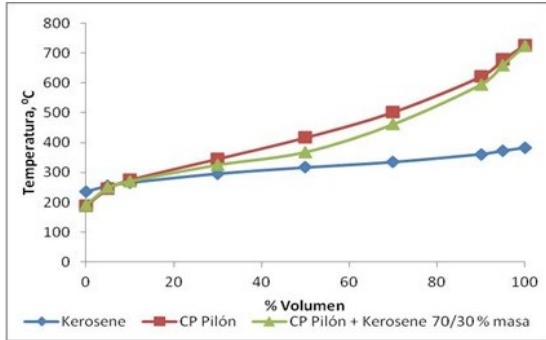
POWER (KW) 10,51

En la siguiente tabla se hallan los resultados de la gravedad API y la densidad del crudo Pílon y el solvente utilizado (Kerosene) en el transcurso del proceso, es decir, se especifican los parámetros del compuesto puro, de la mezcla y finalmente del crudo y el diluyente una vez que han sido separados nuevamente.

Comparación de °API y densidad crudo Pílon – Kerosene (70/30%) p. para el proceso de mezclado y transporte

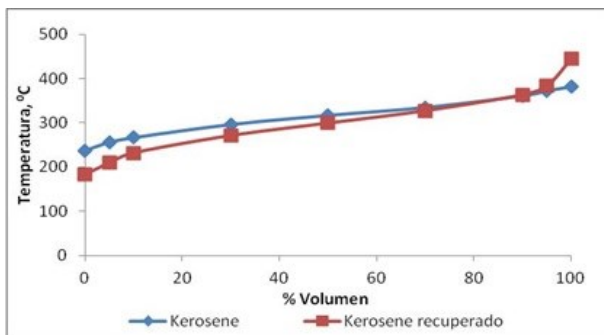
	Solvente	CP Pílon	CP+K	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	33,81	19,03	22,22	34,46	19,18
Densidad estándar (g/mL)	0,8542	0,9381	0,9186	0,8508	0,9372

Se realizaron las destilaciones del crudo Pílon inicial, el Kerosene inicial y su mezcla a la concentración de 70/30% en masa respectivamente, obteniendo que los puntos de ebullición de la mezcla se encuentran ligeramente por debajo de la curva del crudo. Esto indica que en efecto hay una afinidad entre el petróleo y el diluyente, tal como se puede apreciar en la gráfica siguiente:



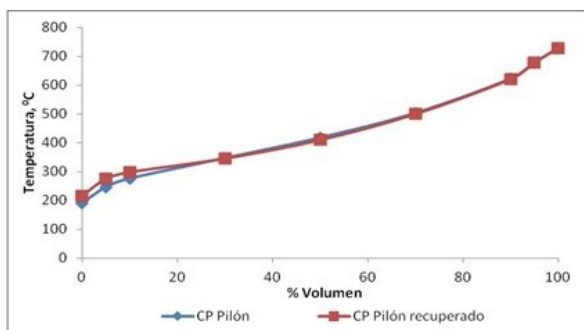
Destilaciones del crudo Pílon (cP), Kerosene (K) y la mezcla cP/K para un 70/30% en masa.

Como se observó en los casos anteriores para el crudo Hamaca, al realizar la destilación de una muestra de kerosene virgen y compararlo con el kerosene recuperado, lo podemos observar en la gráfica adjunta; este último presenta algunas diferencias con respecto al kerosene original, producto del arrastre de algunos compuestos provenientes del crudo Pílon.



Destilaciones del kerosene y el kerosene recuperado de la mezcla cP/K, 70/30% en masa.

Al comparar las destilaciones del crudo Pílon virgen y crudo Pílon recuperado las dos curvas describen un comportamiento semejante, indicando que el solvente no afectó en gran medida las propiedades del crudo.



Destilaciones del crudo Pílon y crudo Pílon recuperado de la mezcla cP/K, 70/30% en masa

Crudo pesado pílón – solvente kerosene 80/20% en masa

Siguiendo la metodología se procedió a simular el proceso cambiando los porcentajes en peso de la mezcla de crudo Pílon – Kerosene, incrementando la concentración del crudo a 80%, con la finalidad de observar el comportamiento y las posibles variaciones de las propiedades de la mezcla. Con base en los resultados obtenidos en el programa de

computación Aspen Plus la potencia de la bomba requerida se presentan en la siguiente tabla.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Pílon - Kerosene (80/20%) p

Potencia	
POWER (KW)	10,51

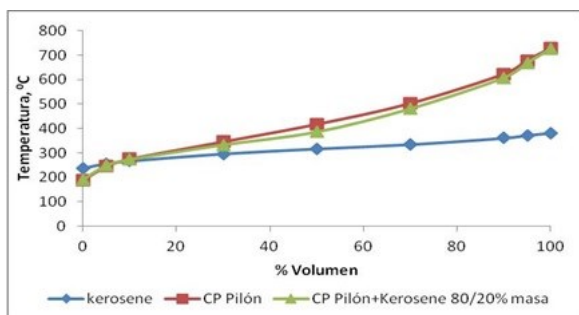
En la siguiente tabla se muestran los resultados de los grados °API y densidad del crudo inicial, el kerosene y la mezcla crudo Pílon – Kerosene señalando una diferencia entre la densidad del kerosene inicial y el recuperado una vez que se separa nuevamente, esto da indicios de que el kerosene conservó una pequeña cantidad del crudo que no se logró retirar durante el proceso de recuperación del solvente.

Comparación de °API y densidad crudo Pílon – Kerosene (80/20%) p. para el proceso de mezclado y transporte

	Solvente	CP Pílon	CP+K	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	33,81	19,03	20,89	35,11	19,12
Densidad estándar (g/mL)	0,8542	0,9381	0,9266	0,8476	0,9376

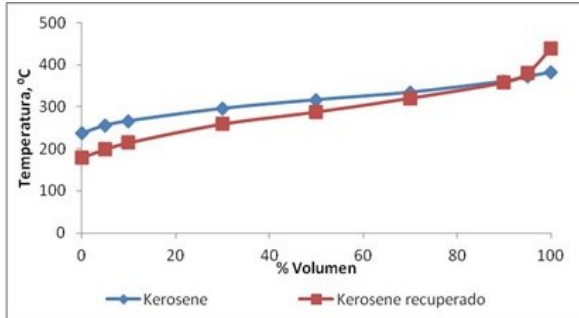
La siguiente gráfica muestra el comportamiento de las curvas de destilación del crudo puro (Pílon), del solvente puro

(Kerosene) y de la mezcla de ellos a una concentración de 80% en crudo, donde la mezcla manifiesta una curva que se ajusta al comportamiento del crudo.



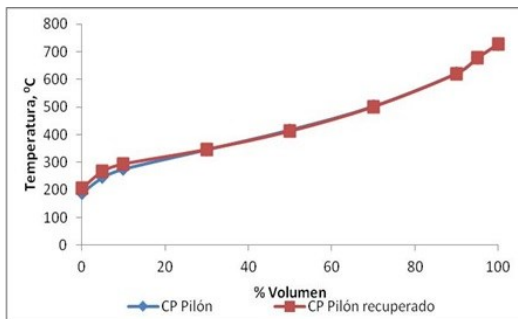
Destilaciones del crudo Pílon (cP), Kerosene (K) y la mezcla cP/K para un 80/20% en masa

Al comparar las destilaciones del kerosene inicial y el recuperado, la curva del solvente recuperado muestra una disminución en las temperaturas motivada a la presencia de algunos componentes provenientes del crudo, así como se puede apreciar en la siguiente gráfica.



Destilaciones del kerosene y el kerosene recuperado de la mezcla cP/K, 80/20% en masa

La gráfica siguiente representa las destilaciones del crudo Pílon original y el crudo Pílon recuperado proveniente de la mezcla con kerosene 80/20%, esta muestra que una leve disminución de los puntos de ebullición iniciales del crudo recuperado, consecuencia de la presencia de un bajo porcentaje del solvente utilizado.



Destilaciones del crudo Pílon y crudo Pílon recuperado de la mezcla cP/K, 80/20% en masa

Crudo pesado pilón – solvente kerosene 85/15% en masa

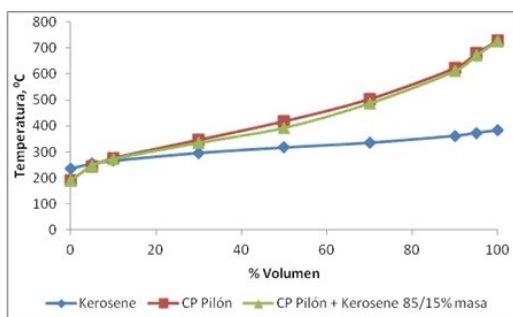
Se realizó la simulación del proceso para la siguiente concentración de crudo Pílon y Kerosene: 85% en masa de crudo y el resto en solvente, determinando que para el transporte la bomba requerida debe tener una potencia de 10,51 KW.

En la tabla siguiente se muestran los resultados de los grados °API y densidad del crudo pilón y el kerosene inicial, más la mezcla crudo Pílon – Kerosene a la concentración requerida, descubriendo una diferencia entre la densidad del kerosene inicial y el recuperado una vez que se separa nuevamente, dando como resultado una mejora significativa en los parámetros reportados. Para el caso del crudo existe una diferencia debido al arrastre por solvente, pero sin grandes mejoras.

Comparación de °API y densidad crudo Pílon – Kerosene (85/15%) p. para el proceso de mezclado y transporte

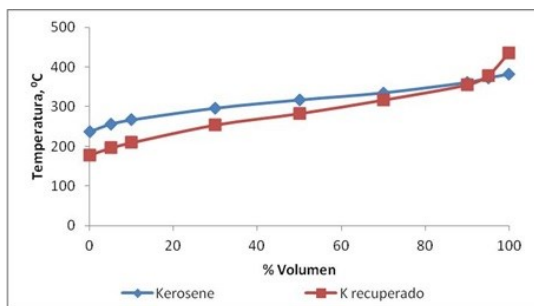
	Solvente	CP Pílon	CP+K	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	33,81	19,03	20,42	35,42	19,09
Densidad estándar (g/mL)	0,8542	0,9381	0,9295	0,8460	0,9377

La gráfica siguiente superpone las curvas de destilación del crudo pilón, el kerosene y la mezcla al 85% en crudo, mostrando que la mezcla concuerda en su comportamiento con la destilación del crudo pesado. Esto ofrece buenas expectativas ya que crudo puede soportar el proceso de transporte al disminuir su viscosidad sin obtener mayores cambios en sus propiedades.

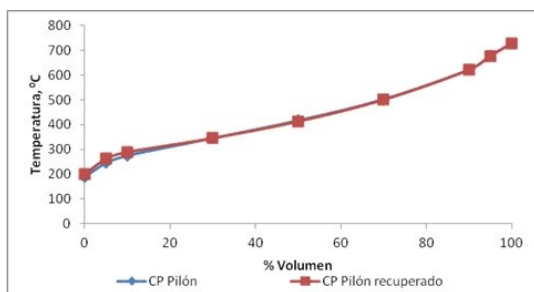


Destilaciones del crudo Pilon (cP), Kerosene (K) y la mezcla cP/K para un 85/15% en masa.

Al realizar la destilación del kerosene virgen y el recuperado al final del proceso se logra apreciar la diferencia en los puntos de ebullición concordando con la mejora que presenta su gravedad $^{\circ}$ API. Por otro lado, como se puede observar en la gráfica siguiente al graficar las curvas de destilación del Pilon virgen y el recuperado las diferencias son mínimas.



Destilaciones del kerosene y el kerosene recuperado de la mezcla cP/K, 85/15% en masa



Destilaciones del crudo Pilón y crudo Pilón recuperado de la mezcla cP/K, 85/15% en masa

Crudo pesado pilón – solvente corte atmosférico 70/30% en masa

Se realizó el cambio de diluyente al corte atmosférico para simular el proceso de transporte del crudo Pilón. El programa de computación Aspen Plus indicó que la bomba necesaria para este propósito debía poseer una potencia de 10,50 KW.

La tabla siguiente expone los resultados de los grados °API y densidad del crudo Pilón y el Corte Atmosférico inicial, más

la mezcla de crudo Pílon – Corte Atmosférico a la concentración inicial de 70% en masa de crudo pesado. En este caso se encontró que la diferencia entre la densidad del Corte Atmosférico inicial y el recuperado una vez que se separa nuevamente, no muestra cambios relevante salvo por un pequeño arrastre de componentes provenientes del crudo. De igual manera se presenta el mismo comportamiento en el crudo recuperado.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Pílon – Corte Atmosférico (70/30%) p

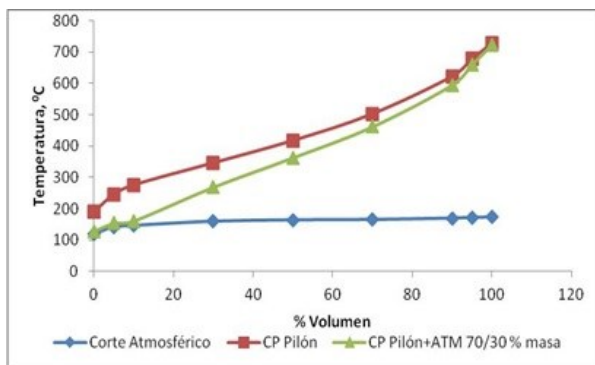
Potencia	
POWER (KW)	10,50

Comparación de °API y densidad crudo Pílon – Corte Atmosférico (70/30%) p. para el proceso de mezclado y transporte

	Solvente	CP Pílon	CP+CA	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	37,22	19,03	22,89	37,06	18,49
Densidad estándar (g/mL)	0,8369	0,9381	0,9147	0,8378	0,9415

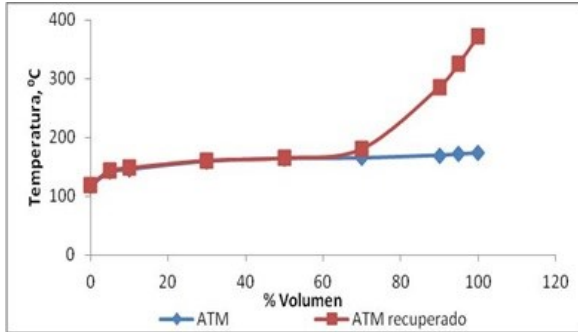
Al realizar las destilaciones del crudo Pílon (cP), Corte Atmosférico (CA) y la mezcla cP/CA a la concentración de

70% de crudo y 30% en masa de diluyente, se puede apreciar como la curva de la mezcla presenta puntos de ebullición más bajos que el crudo original, indicando que el corte atmosférico le otorga mejores propiedades al fluido para su transporte como se observa en la siguiente gráfica.



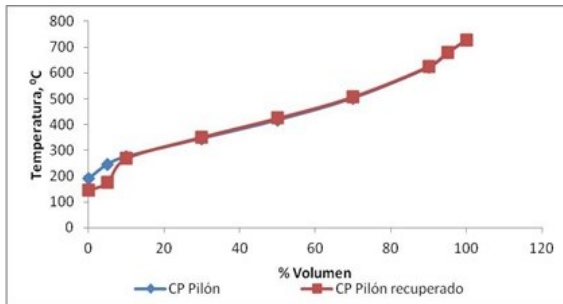
Destilaciones del crudo Pílon (cP), Corte Atmosférico (CA) y la mezcla cP/CA para un 70/30% en masa

Se compararon las curvas de destilación del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla cP/CA, 70/30% en masa, indicando que el arrastre de una pequeña cantidad de componentes pesados afecta el comportamiento de la destilación al incrementar los puntos de ebullición hacia los últimos cortes.



Destilaciones del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla cP/CA, 70/30% en masa

Sin embargo, en la siguiente gráfica al comparar las destilaciones del crudo Pilón virgen con el recuperado, el comportamiento de ambas curvas prácticamente se solapa a lo largo de toda la destilación.



Destilaciones del crudo Pilón y crudo Pilón recuperado de la mezcla cP/CA, 70/30% en masa

Crudo pesado pilón – solvente corte atmosférico 80/20% en masa

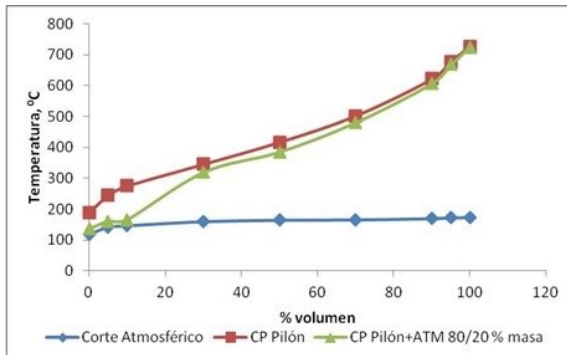
En este punto se propuso aumentar la concentración del crudo Pilon en la mezcla a un 80% en masa y 20% del corte Atmosférico; la simulación del proceso reportó que la bomba necesaria para el transporte del fluido requiere de 10,51 KW.

La siguiente tabla expone los resultados de los grados °API y densidad del crudo Pilon y el Corte Atmosférico inicial, más la mezcla de crudo Pilon – Corte Atmosférico a la concentración de 80% en peso de crudo pesado. En este caso se encontró que la diferencia entre la densidad del Corte Atmosférico inicial y el recuperado una vez que se separa nuevamente, así como un leve incremento en el crudo pesado, lo que influye directamente en la diferencia en las gravedades °API.

Comparación de °API y densidad crudo Pilon – Corte Atmosférico (80/20%) p. para el proceso de mezclado y transporte

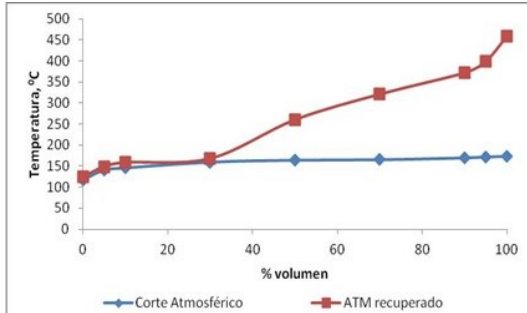
	Solvente	CP Pilon	CP+CA	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	37,22	19,03	21,27	34,10	14,85
Densidad estándar (g/mL)	0,8369	0,9381	0,9243	0,8527	0,9649

Respecto a la comparación de las destilaciones de los componentes de la mezcla, se logró observar que la curva de la mezcla comienza con puntos de ebullición bajos donde a partir de un 30% de destilado ascienden a valores similares a los del crudo Pilon.

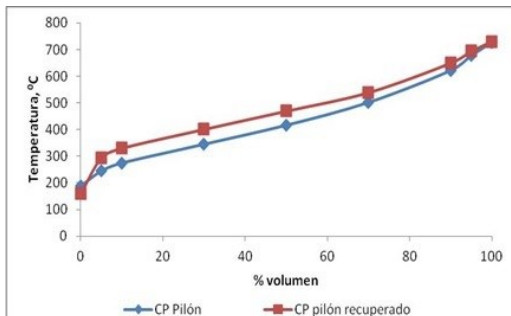


Destilaciones del crudo Pílon (cP), Corte Atmosférico (CA) y la mezcla cP/CA para un 80/20% en masa

Las gráficas siguientes muestran las destilaciones del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla cP/K, 80/20% en masa más las del crudo original y el recuperado, en ellas se logra observar que hubo un intercambio de componentes por arrastre entre el crudo y el diluyente haciendo que en el diluyente aumenten los puntos de destilación y en el crudo recuperado se encuentren un leve aumento de los puntos de destilación.



Destilaciones del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla cP/K, 80/20% en masa



Destilaciones del crudo Pilón y crudo Pilón recuperado de la mezcla cP/CA, 80/20% en masa

Crudo pesado pilón – solvente corte atmosférico 85/15% en masa

La idea principal en este punto fue observar el comportamiento del flujo de fluidos en el transporte de la

mezcla de crudo al incrementar su la concentración en masa a un 85%. Para este caso la bomba requerida para transportar la mezcla de crudo se encuentra reportada en la siguiente tabla, según los resultados obtenidos en la simulación del programa Aspen Plus.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Pílon – Corte Atmosférico (85/15%) p

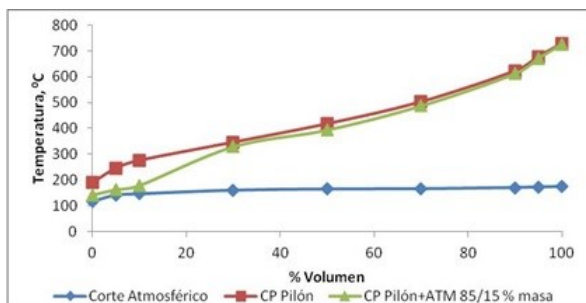
Potencia	
POWER (KW)	10,51

Al observar los resultados de los grados °API y densidad del crudo Pílon y el Corte Atmosférico inicial, más la mezcla de crudo Pílon – Corte Atmosférico a la concentración de 85% en masa de crudo pesado, que se encuentran reportados en la siguiente tabla, podemos observar que la gravedad °API en el solvente no se ve afectada en gran media, para el caso del crudo recuperado este disminuye en un grado sus °API.

Comparación de °API y densidad crudo Pílon – Corte Atmosférico (85/15%) p. para el proceso de mezclado y transporte

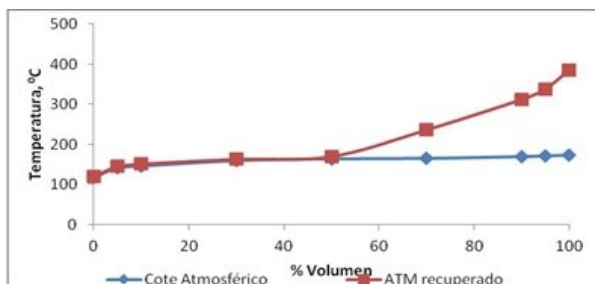
	Solvente	CP Pílon	CP+CA	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	37,22	19,03	20,70	37,02	18,67
Densidad estándar (g/mL)	0,8369	0,9381	0,9278	0,8379	0,9403

En la siguiente gráfica se realizó la comparación de las destilaciones del crudo Pílon (cP), Corte Atmosférico (CA) y la mezcla cP/CA para un 85/15% en masa. Logrando observar que la curva de la mezcla comienza con puntos de ebullición bajos y a partir del 10% de destilado ascienden a valores similares a los del crudo Pílon.



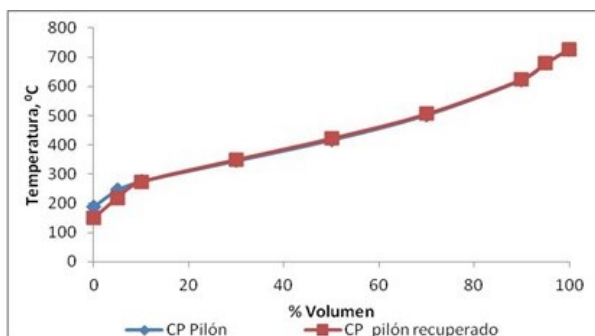
Destilaciones del crudo Pílon (cP), Corte Atmosférico (CA) y la mezcla cP/CA para un 85/15% en masa.

La siguiente gráfica muestra las destilaciones del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla cP/K, 85/15% en masa, en este caso se puede observar que las curvas se solapan hasta el 50% de destilado donde el efecto del arrastre de componentes más pesados incrementa de manera significativa los puntos de ebullición en el corte recuperado.



Destilaciones del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla cP/CA, 85/15% en masa

Por otro lado, la gráfica siguiente muestra el comportamiento de las curvas de destilación del crudo virgen y el recuperado, demostrando un comportamiento similar en sus puntos de ebullición en un 90% de la destilación.



Destilaciones del crudo Pílon y crudo Pílon recuperado de la mezcla cP/CA, 85/15% en masa

Crudo pesado pilón – solvente crudo rosa mediano 70/30% en masa

El último estudio que se le realizó al crudo Pílon comenzó con una mezcla de crudo pesado y crudo mediano (Rosa Mediano) a una concentración en peso de 70% en masa de crudo pesado. En la siguiente tabla se reporta la potencia de la bomba requerida para impulsar el fluido, producto de la simulación realizada en el programa Aspen Plus.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Pílon – Rosa Mediano (70/30%) p

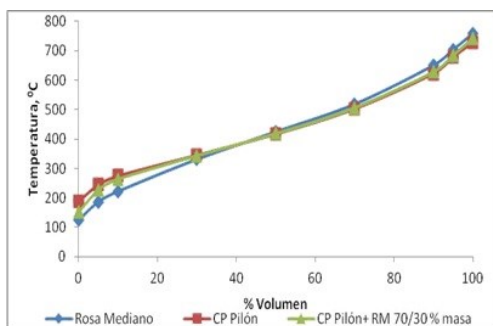
Potencia	
POWER (KW)	10,51

La siguiente tabla muestra los resultados de los API y la densidad del crudo, el diluyente y la mezcla crudo Pílon – Rosa Mediano (70/30%) p. para el proceso de mezclado y transporte. Aquí se logra apreciar una mejora de las propiedades del Rosa Mediano y al mismo tiempo el crudo Pílon disminuye si gravedad API.

Comparación de °API y densidad crudo Pílon – Rosa Mediano (70/30%) p. para el proceso de mezclado y transporte

	Solvente	CP Pilón	CP+RM	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	19,25	19,03	19,08	34,61	16,18
Densidad estándar (g/mL)	0,9367	0,9381	0,9378	0,8501	0,9562

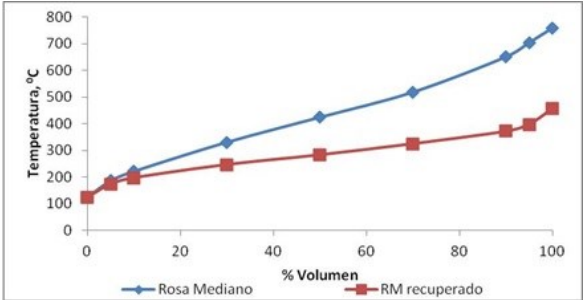
El comportamiento representado por las destilaciones de los crudos pesado, mediano y la mezcla, muestran curvas que describen puntos similares, donde la destilación de la mezcla exhibe puntos similares a los del crudo Pilón, así como se observa en la siguiente gráfica.



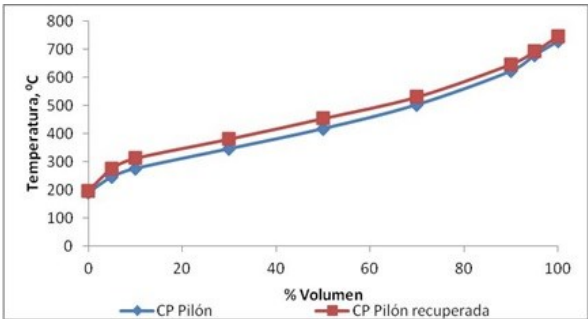
Destilaciones del crudo Pilón (cP), crudo Rosa Mediano (RM) y la mezcla cP/RM para un 70/30% en masa.

Tal y como lo señala la siguiente gráfica, al comparar las destilaciones del crudo Rosa Mediano original y el recuperado, se logra apreciar una diferencia en cuanto a sus puntos de ebullición consecuencia de la afinidad de algunos de los componentes más livianos del crudo Pilón que fueron

arrastrados durante el proceso de transporte. Por otro lado, las destilaciones de la gráfica 6.63 representan las curvas del crudo Pílon y crudo Pílon recuperado de la mezcla cP/RM, 70/30% en masa, estas describen un comportamiento similar, aunque el crudo recuperado presenta puntos de ebullición un poco superiores.



Destilaciones del crudo Rosa Mediano y el crudo Rosa Mediano recuperado de la mezcla cP/RM, 70/30% en masa



Destilaciones del crudo Pílon y crudo Pílon recuperado de la mezcla cP/RM, 70/30% en masa

Crudo pesado pílón – solvente crudo rosa mediano 80/20% en masa

Al realizar la simulación de la mezcla crudo Pílon – Rosa Mediano variando el porcentaje en peso del crudo Pílon a 80%, los resultados de la simulación son similares a los obtenidos en el caso anterior donde la concentración del crudo fue de 70% en peso. En la tabla adjunta se reporta la potencia requerida para la bomba. De igual manera, en la siguiente tabla se presentan los cambios de la gravedad API y la densidad.

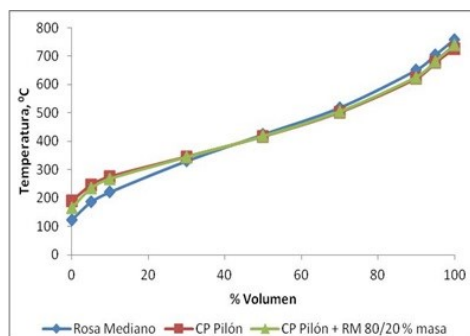
Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Pílon – Rosa Mediano (80/20%) p

Potencia	
POWER (KW)	10,52

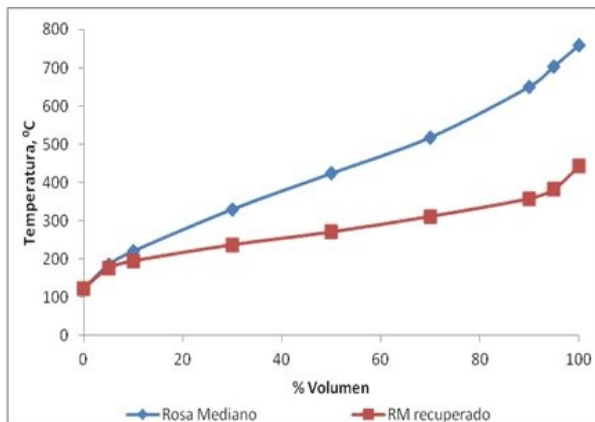
Comparación de °API y densidad crudo Pílon – Rosa Mediano (80/20%) p. para el proceso de mezclado y transporte

	Solvente	CP Pílon	CP+RM	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	19,25	19,03	19,06	35,60	19,06
Densidad estándar	0,9367	0,9381	0,9379	0,8451	0,9379
(g/mL)					

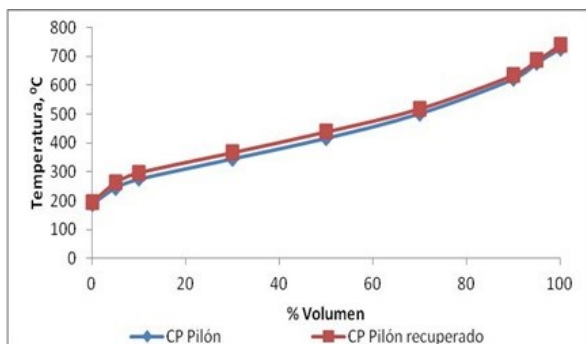
La siguiente imagen muestra el mismo comportamiento representado por las destilaciones de los crudos pesado, mediano y la mezcla que a una concentración menor (70/30%), donde las curvas describen puntos similares y la destilación de la mezcla exhibe puntos similares a los del crudo Pílon. Con relación a estos resultados en las 2 siguientes gráficas se presentan la misma conducta, en el cual se logra apreciar un mejoramiento de las propiedades de para el crudo Rosa mediano al ser recuperado.



Destilaciones del crudo Pílon (cP), crudo Rosa Mediano (RM) y la mezcla cP/RM para un 80/20% en masa



Destilaciones del crudo Rosa Mediano y el crudo Rosa Mediano recuperado de la mezcla cP/RM, 80/20% en masa.



Destilaciones del crudo Pílon y crudo Pílon recuperado de la mezcla cP/RM, 80/20% en masa

Crudo pesado pilón – solvente crudo rosa mediano 85/15% en masa

Finalizando el estudio se varió el porcentaje a 85% en masa del crudo Pílon y 15 % de Rosa Mediano, mostrando el mismo comportamiento que manifestó en los casos anteriores al utilizar como diluyente crudo Rosa Mediano.

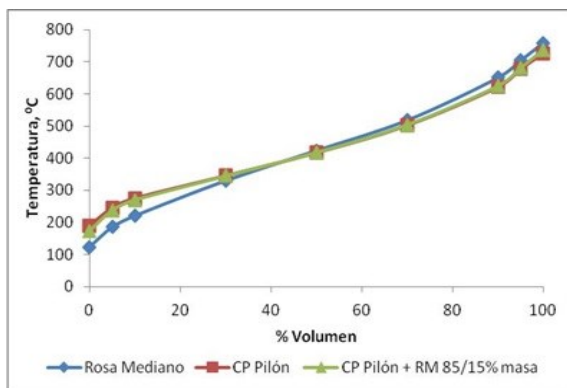
Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Pílon – Rosa Mediano (85/15%) p.

Potencia	
POWER (KW)	10,52

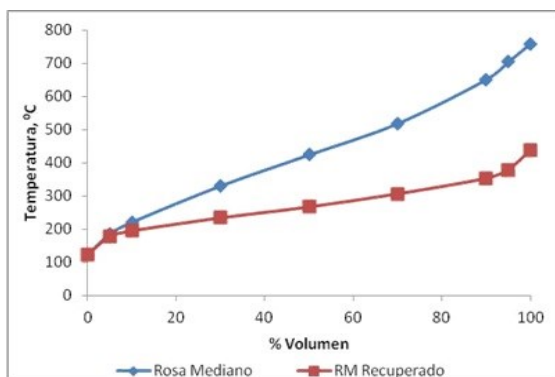
Comparación de °API y densidad crudo Pílon – Rosa Mediano (85/15%) p. para el proceso de mezclado y transporte.

	Solvente	CP Pílon	CP+RM	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	19,25	19,03	19,05	35,92	17,85
Densidad estándar (g/mL)	0,9367	0,9381	0,9379	0,8434	0,9455

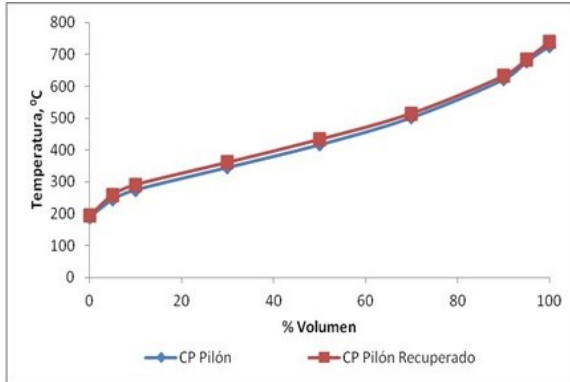
Destilaciones del crudo Pílon (cP), crudo Rosa Mediano (RM) y la mezcla cP/RM para un 85/15% en masa.



Destilaciones del crudo Rosa Mediano y el crudo Rosa Mediano recuperado de la mezcla cP/RM, 85/15% en masa



Destilaciones del crudo Pilón y crudo Pilón recuperado de la mezcla cP/RM, 85/15% en masa.



Crudo pesado boscán – solvente crudo kerosene 70/30% en masa

Como punto de partida para el análisis utilizando crudo Boscán en el proceso de simulación de transporte de crudos, se realizó una mezcla de crudo pesado al 70% en masa y como diluyente kerosene. La tabla VI.41 muestra la potencia requerida.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Boscán - Kerosene (70/30%) p.

Potencia

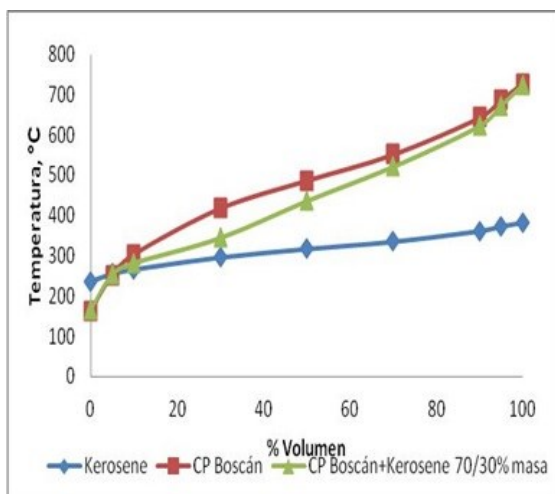
POWER (KW) 10,51

Con base en los resultados obtenidos durante la simulación del proceso se reportaron los resultados de los °API y densidad del crudo Boscán, Kerosene y su mezcla al 70/30% en masa respectivamente, encontrando que las propiedades analizadas no presentan una variación significativa entre el inicio y la salida, como se observa en la siguiente tabla.

Datos de °API y densidad del crudo Boscán - Kerosene (70/30%) p. para el proceso de mezclado y transporte.

	Solvente	CP Boscán	CP+K	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	33,81	14,32	18,42	33,27	14,82
Densidad estándar (g/mL)	0,8542	0,9684	0,9419	0,8570	0,9650

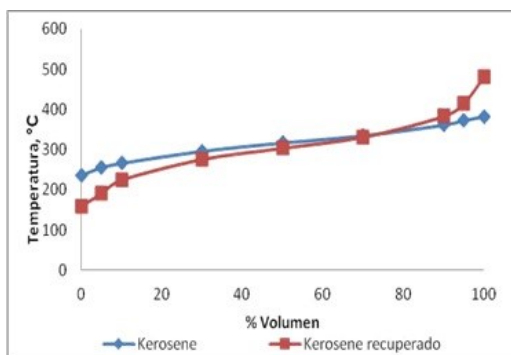
La siguiente gráfica presenta las destilaciones del crudo Boscán (cB), Kerosene (K) y la mezcla cB/K para una mezcla al 70/30% en masa, aquí se logra observar la tendencia que tiene la curva de la mezcla a comportarse de manera similar al crudo Boscán.



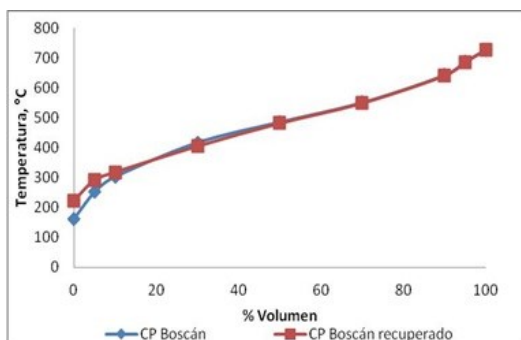
Destilaciones del crudo Boscán (cB), Kerosene (K) y la mezcla cB/K para un 70/30% en masa

Por otra parte, en la siguiente gráfica se encuentran representados las destilaciones del Kerosene y el Kerosene recuperado de la mezcla cP/RM, 70/30% en masa, mostrando una pequeña variación en el recuperado. Además, se realizaron las curvas del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado que presentaron gran semejanza en sus puntos, lo que sugiere que el kerosene a esta concentración no influyo de forma significativa,

es decir, la afinidad entre los componentes que se mezclaron no fue tan alta como para influir en las propiedades del crudo al ser separados nuevamente.



Destilaciones del Kerosene y el Kerosene recuperado de la mezcla cP/RM, 70/30% en masa



Destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cP/RM, 70/30% en masa

Crudo pesado boscán – solvente crudo kerosene 80/20% en masa

En la tabla siguiente se muestra la potencia requerida por la bomba para impulsar la mezcla al 80% en masa del crudo, calculada a partir del programa de computación Aspen Plus.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Boscán - Kerosene (80/20%) p.

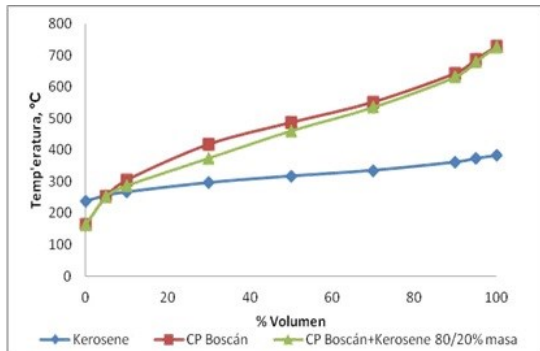
Potencia	
POWER (KW)	10,51

La tabla a continuación muestra la variación de los °API y la densidad durante la simulación del proceso a las concentraciones establecidas, como se puede apreciar los cambios que presentan sus componentes no son de gran relevancia.

Comparación de °API y crudo Boscán - Kerosene (80/20%) p. para el proceso de mezclado y transporte.

	Solvente	CP Boscán	CP+K	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	33,81	14,32	16,70	34,03	14,64
Densidad estándar (g/mL)	0,8542	0,9684	0,9589	0,8548	0,9683

Al realizar las destilaciones del crudo Boscán (cB), Kerosene (K) y la mezcla cB/K para un 80/20% en masa y compararlas en la siguiente imagen como era de esperarse la curva de destilación en la mezcla tiende a tener un comportamiento más parecido al del crudo Boscán, consecuencia de su mayor concentración en la muestra estudiada.

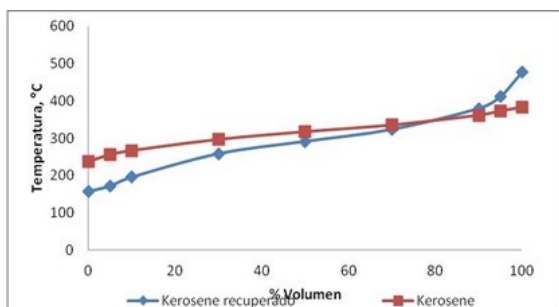


Destilaciones del crudo Boscán (cB), Kerosene (K) y la mezcla cB/K para un 80/20% en masa.

En la gráfica siguiente comparó las destilaciones del Kerosene virgen y el Kerosene recuperado, encontrando ligeros cambios en el recuperado como un punto inicial de

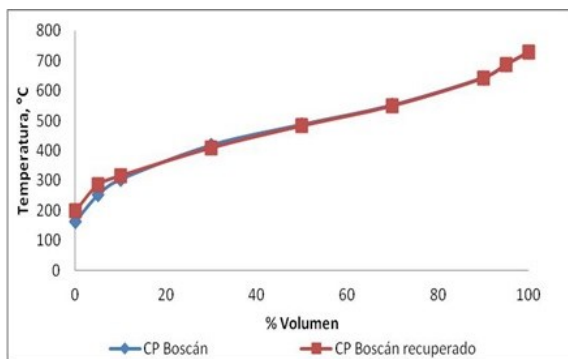
ebullición cercano a los 150 °C contra los 236 °C del kerosene virgen y un punto final de 476°C indicando 100°C por encima del punto final del solvente original.

Destilaciones del Kerosene y el Kerosene recuperado de la mezcla cP/K, 80/20% en masa.



Finalizando, la imagen siguiente compara las destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cP/RM, 80/20% en masa, observando como el crudo recuperado no se vio modificado, es decir conservo sus propiedades excepto por el punto inicial de ebullición.

Destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cP/K, 80/20% en masa.



Crudo pesado boscán – solvente crudo kerosene 85/15% en masa

La última simulación utilizando kerosene como medio de dilución para mejorar el flujo, se realizó aumentando la concentración en peso del crudo Boscán a 85%. En la tabla siguiente se encuentra reportado el valor calculado de la potencia de la bomba encargada de impulsar la mezcla crudo-diluyente:

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Boscán - Kerosene (85/15%) p.

Potencia

POWER (KW) 10,51

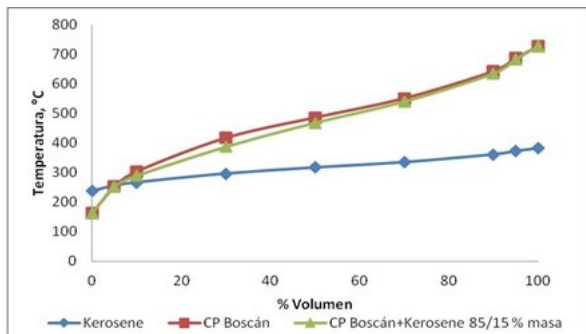
La tabla siguiente muestra los °API y las densidades del crudo Boscán, Kerosene y la mezcla de ambos en proporción 85% y 15% en masa respectivamente, para la simulación del proceso de mezclado y transporte.

Comparación de °API y densidad del crudo Boscán, Kerosene y mezcla (85/15%) p. para el proceso de mezclado y transporte.

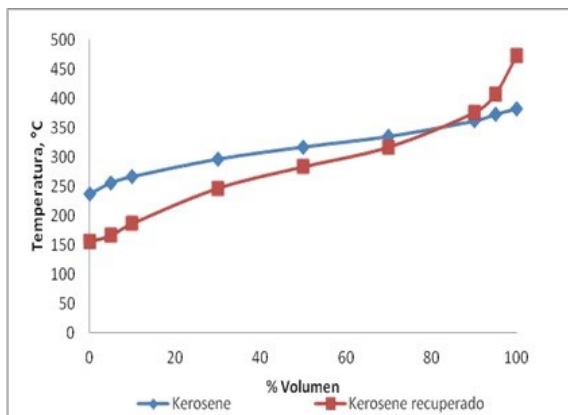
	Solvente	CP Boscán	CP+K	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	33,81	14,32	16,09	34,50	14,57
Densidad estándar (g/mL)	0,8542	0,9684	0,9567	0,8506	0,9667

Las 3 gráficas siguientes muestran el comportamiento de las destilaciones del crudo Boscán, el Kerosene y la mezcla cB/K para un 85/15% en masa, así como el crudo y el solvente recuperado al final del proceso. Encontrando un comportamiento similar al descrito en el caso anterior donde la concentración de crudo equivalía a el 80% en peso de crudo Boscán.

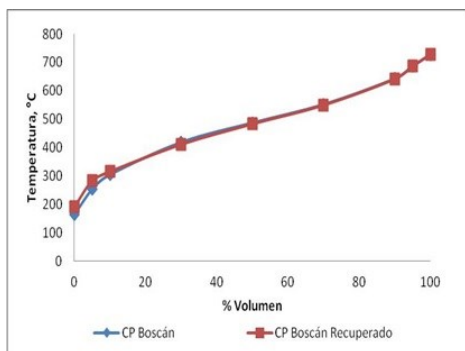
Destilaciones del crudo Boscán (cB), Kerosene (K) y la mezcla cB/K para un 85/15% en masa.



Destilaciones del Kerosene y el Kerosene recuperado de la mezcla cB/K, 85/15% en masa



Destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cB/K, 85/15% en masa.



Crudo pesado boscán – solvente corte atmosférico 70/30% en masa

Siguiendo el procedimiento experimental, se cambió el medio de dilución de kerosene a un corte atmosférico, para analizar los posibles efectos sobre el proceso de mezclado. Se realizó el mezclado para una concentración en peso de 70% de crudo Boscán versus 30% del Corte Atmosférico. La tabla siguiente indica la potencia de la bomba requerida según la simulación realizada en el programa Aspen Plus.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Boscán - Corte Atmosférico (70/30 %) p.

Potencia

POWER (KW) 10,50

La siguiente tabla presenta la variación de las gravedades API y las densidades a lo largo de la simulación del proceso de transporte de crudo a concentraciones de 70/30% en masa.

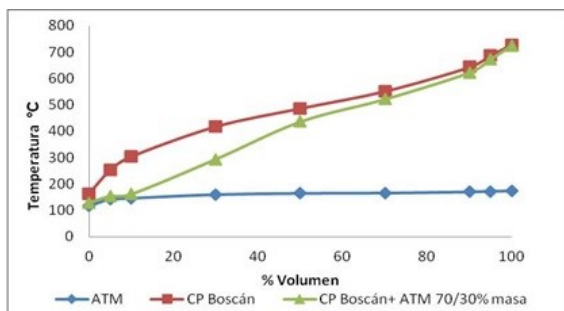
Comparación de °API y crudo Boscán - Corte Atmosférico (70/30 %) p. para el proceso de mezclado y transporte.

	Solvente	CP Boscán	CP+CA	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	37,22	14,32	19,05	37,04	13,90
Densidad estándar (g/mL)	0,8369	0,9684	0,9380	0,8379	0,9712

Se realizaron las destilaciones del crudo Boscán, el Corte Atmosférico y la mezcla c.Boscán/C.Atmosférico 80/20%. La gráfica siguiente muestra como la mezcla mantiene temperaturas de ebullición intermedias iniciando con

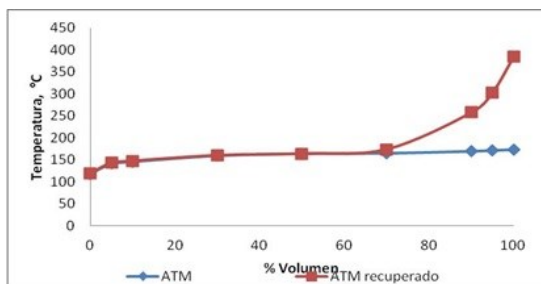
temperaturas muy cercanas al diluyente y finalizando al elevar su temperatura hasta el punto final del crudo.

Destilaciones del crudo Boscán (cB), Corte Atmosférico (CA) y la mezcla cB/CA para un 70/30% en masa



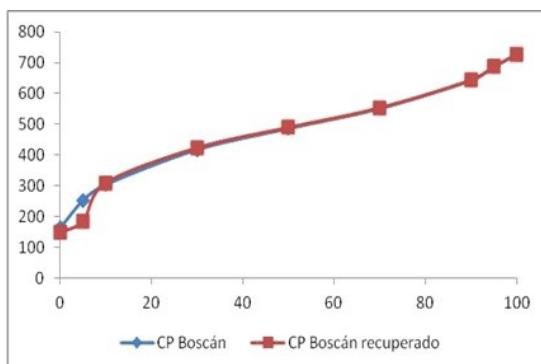
La siguiente gráfica muestra las destilaciones del Corte Atmosférico original y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla cB/CA para un 70/30% en masa, aquí se puede observar la influencia del arrastre algunos hidrocarburos provenientes del crudo Boscán lo que genera la elevación de los puntos de ebullición al final de la destilación.

Destilaciones del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico de la mezcla cB/CA para un 70/30% en masa



Al comparar las destilaciones del crudo original y el recuperado se observó que no hay cambios significativos en sus puntos de ebullición, como se observa en la siguiente gráfica

Destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cB/CA para un 70/30% en masa



Crudo pesado boscán – solvente corte atmosférico 80/20% en masa

En este punto se varió la cantidad de crudo pesado aumentando su concentración a un 80%. La simulación del proceso sobre la potencia de la bomba necesaria se reporta en la siguiente tabla.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Boscán - Corte Atmosférico (80/20 %) p.

Potencia	
POWER (KW)	10,50

La siguiente tabla muestra los valores de densidad y °API para el crudo Boscán y el Corte Atmosférico, la mezcla al 80/20% masa, más los valores después de ser separados y recuperados.

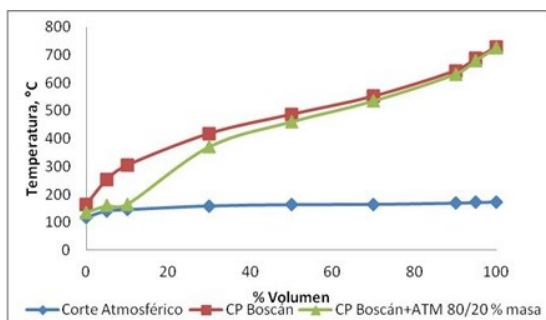
Comparación de °API y densidad del crudo Boscán, Corte Atmosférico y mezcla (80/20 %) p. para el proceso de mezclado y transporte.

	Solvente	CP Boscán	CP+CA	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	37,22	14,32	17,06	37,02	13,99
Densidad estándar (g/mL)	0,8369	0,9684	0,9505	0,8379	0,9706

La gráfica siguiente muestra las destilaciones del crudo Boscán puro, la mezcla crudo Boscán - Corte Atmosférico (80/20%) en masa y un corte Atmosférico virgen. Como se puede observar la mezcla se mantiene entre las destilaciones de los componentes puros con puntos de ebullición iniciales

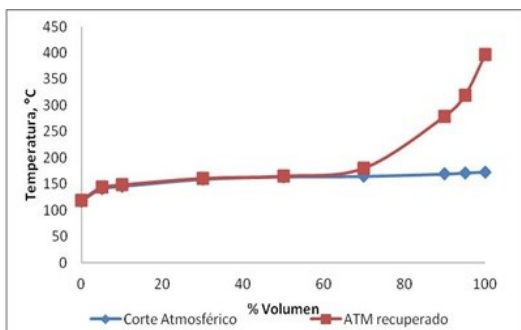
cercanos a los del Corte Atmosférico y valores finales de ebullición cercanos a los del crudo Boscán.

Destilaciones del crudo Boscán (cB), Corte Atmosférico (CA) y la mezcla cB/CA para un 80/20% en masa.

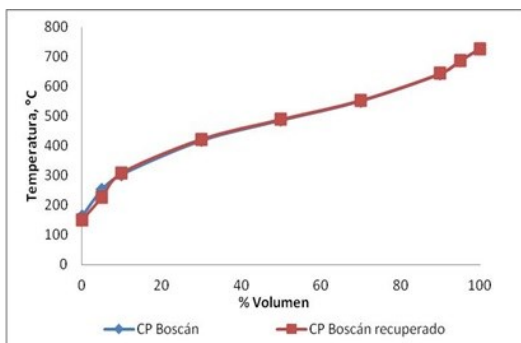


La gráfica siguiente muestra las destilaciones del Corte Atmosférico original y el Corte Atmosférico recuperado de la mezcla cB/CA para un 80/20% en masa, en este caso se repite el mismo comportamiento ocurrido para una mezcla a 70/30% donde el arrastre de algunos hidrocarburos provenientes del crudo Boscán generaron la elevación de los puntos de ebullición al final de la destilación. En concordancia con esto, al comparar las destilaciones del crudo original y el recuperado se observó que no hay cambios significativos en sus puntos de ebullición, como observamos en la otra gráfica.

Destilaciones del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico de la mezcla cB/CA para un 80/20% en masa.



Destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cB/CA para un 80/20% en masa



Crudo pesado boscán – solvente corte atmosférico 85/15% en masa

De acuerdo al modelo experimental, se simuló el proceso disminuyendo la cantidad de solvente (Corte Atmosférico) a un 15% en masa y se determinó la potencia requerida por la bomba para lograr impulsar el fluido, como se observa en la tabla adjunta. Adicionalmente, la tabla expuesta, presenta la variación de las gravedades API y la densidad a lo largo de la simulación del proceso de transporte de crudo a las concentraciones de 85/15% en masa.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Boscán – Corte Atmosférico (85/15 %) p.

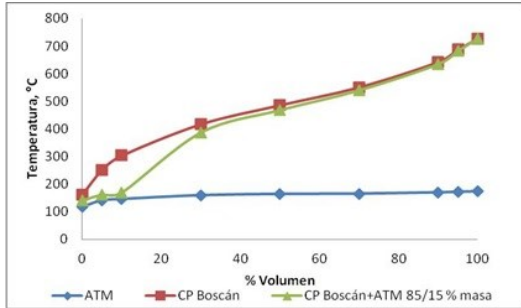
Potencia	
POWER (KW)	10,50

Comparación de °API y crudo Boscán - Corte Atmosférico (85/15%) p. para el proceso de mezclado y transporte.

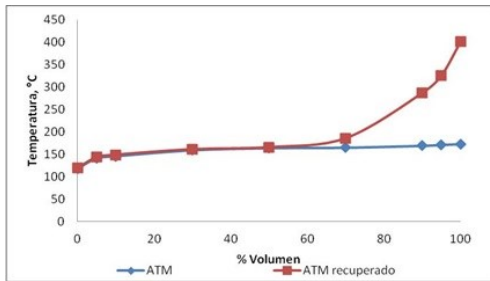
	Solvente	CP Boscán	CP+CA	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	37,22	14,32	16,36	37,01	14,03
Densidad estándar (g/mL)	0,8369	0,9684	0,9550	0,8380	0,9703

En la gráfica siguiente se muestran las destilaciones del crudo Boscán (cB), Corte Atmosférico (CA) y la mezcla cB/CA para un 85/15% en masa. En estas curvas de destilación muestran el mismo comportamiento que presentaron con las concentraciones anteriores. De igual forma, en las 2 siguientes gráficas el comportamiento fue similar a los casos anteriores a concentraciones menores, donde el arrastre de algunos hidrocarburos provenientes del crudo Boscán generó la elevación de los puntos de ebullición al final de la destilación en el solvente y las destilaciones del crudo original y el recuperado no presentan cambios significativos en sus puntos de ebullición.

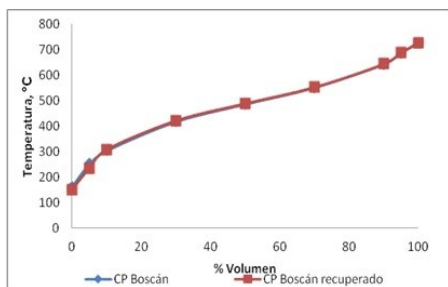
Destilaciones del crudo Boscán (cB), Corte Atmosférico (CA) y la mezcla cB/CA para un 85/15% en masa.



Destilaciones del Corte Atmosférico y el Corte Atmosférico de la mezcla cB/CA para un 85/15% en masa



Destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cB/CA para un 85/15% en masa



Crudo pesado boscán – solvente rosa mediano 70/30% en masa

El último estudio que se le realizó al crudo Boscán comenzó con la simulación del proceso de transporte utilizando como diluyente el crudo Rosa Mediano que posee una gravedad API de 19,25. La mezcla inicial de crudo pesado se concentró a un 70% en masa. En la siguiente tabla se reporta la potencia de la bomba requerida para impulsar el fluido, producto de la simulación realizada en el programa Aspen Plus.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Boscán - Rosa Mediano (70/30 %) p.

Potencia

POWER (KW) 10,51

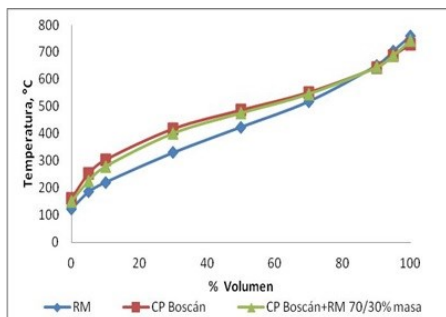
La tabla siguiente muestra los resultados de los °API y la densidad del crudo, el diluyente y la mezcla crudo Boscán, Rosa Mediano (70/30%) p. para el proceso de mezclado y transporte. Aquí se logra apreciar una mejora de las propiedades del Rosa Mediano y al mismo tiempo el crudo Pilón disminuye si gravedad API.

Comparación de °API y crudo Boscán - Rosa Mediano (70/30 %) p. para el proceso de mezclado y transporte

	Solvente	CP Boscán	CP+RM	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	19,25	14,32	15,43	32,31	12,33
Densidad estándar (g/mL)	0,9367	0,9684	0,9610	0,8620	0,9818

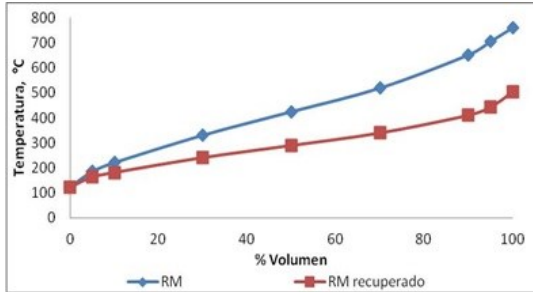
La siguiente gráfica muestra el comportamiento representado por las destilaciones de los crudos pesado, mediano y la mezcla, como se puede observar la curva de la mezcla presenta valores que se asemejan a los puntos de destilación del crudo Boscán.

Destilaciones del crudo Boscán (cB), Rosa Mediano (RM) y la mezcla cB/RM para un 70/30 %en masa.



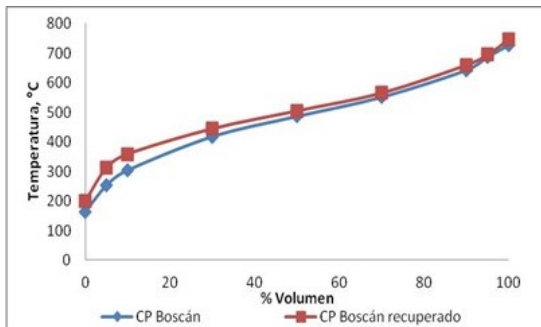
Al comparar las destilaciones del crudo Rosa Mediano original y el recuperado, se logra apreciar una diferencia en cuanto a sus puntos de ebullición consecuencia de la afinidad de algunos de los componentes más livianos del crudo Boscán que fueron arrastrados durante el proceso de transporte, como observamos en la siguiente gráfica.

Destilaciones del Rosa Mediano y el Rosa Mediano de la mezcla cB/RM para un 70/30 %en masa.



La gráfica siguiente representa las destilaciones del crudo Pilón y crudo Pilón recuperado de la mezcla cP/RM, 70/30% en masa, estas describen un comportamiento similar.

Destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cB/RM para un 70/30 %en masa.



Crudo pesado boscán – solvente rosa mediano 80/20% en masa

Al realizar la simulación de la mezcla crudo Boscán – Rosa Mediano variando el porcentaje en masa del crudo pesado a 80%, los resultados de la simulación son similares a los obtenidos en el caso anterior donde la concentración del crudo pesado era de 70% en masa. La tabla siguiente se reporta la potencia requerida para la bomba. Mientras que en la otra tabla se presentan los cambios de la gravedad API y la densidad.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Boscán - Rosa Mediano (80/20%) p.

Potencia	
POWER (KW)	10,51

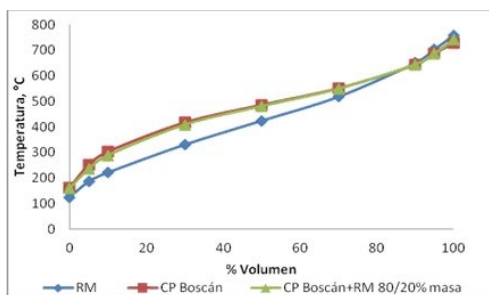
Comparación de °API y crudo Boscán, Rosa Mediano y mezcla al 80/20% p. para el proceso de mezclado y transporte.

	Solvente	CP Boscán	CP+RM	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	19,25	14,32	14,97	34,30	13,18
Densidad estándar (g/mL)	0,9367	0,9684	0,9641	0,8517	0,9760

La gráfica siguiente presenta las destilaciones del crudo Boscán (cB), crudo Rosa Mediano (RM) y la mezcla cB/RM para un 80/20% en masa, en ella podemos observar que la

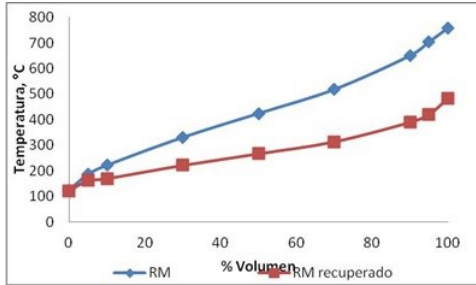
curva de la mezcla tiene un comportamiento parecido al del crudo pesado, disminuyendo incluso el punto final de la destilación.

Destilaciones del crudo Boscán (cB), Rosa Mediano (RM) y la mezcla cB/RM para un 80/20% en masa.



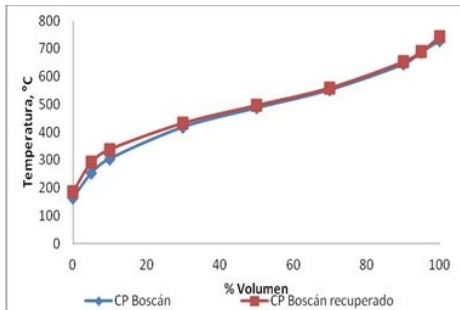
En la siguiente gráfica se encuentra la comparación de las destilaciones del crudo Rosa Mediano original y el recuperado, se logra apreciar una diferencia en cuanto a sus puntos de ebullición consecuencia de la afinidad de algunos de los componentes más livianos del crudo pesado que fueron arrastrados durante el proceso de transporte.

Destilaciones del Rosa Mediano y el Rosa Mediano de la mezcla cB/RM para un 80/20% en masa.



Por otro lado, las destilaciones de la gráfica adjunta representan las curvas del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cP/RM, 70/30% en masa, estas describen un comportamiento similar, sin embargo al inicio el crudo recuperado presenta puntos de ebullición un poco superiores.

Destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cB/RM para un 80/20% en masa.



Crudo pesado Boscán – solvente rosa mediano 85/15% en masa

En esta experiencia se incrementó la concentración del crudo Boscán a un 85% en masa contra un 15% de Rosa Mediano, con la finalidad de determinar si el proceso de transporte a dichas concentraciones era viable, la tabla siguiente muestra la bomba necesaria para este propósito.

Potencia de la bomba para transporte de la mezcla crudo Boscán - Rosa Mediano (85/15%) p.

Potencia	
POWER (KW)	10,51

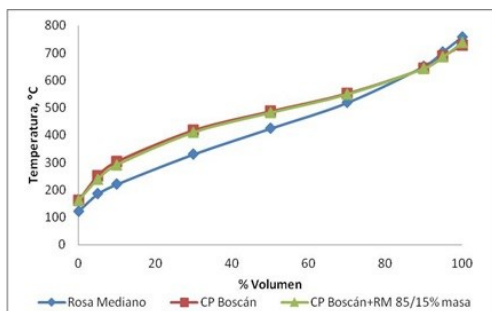
La tabla siguiente muestra los valores de densidad y °API para el crudo Boscán, Rosa Mediano y la mezcla al 85% en masa del crudo pesado, más los valores después de ser separados y recuperados.

Comparación de °API y crudo Boscán, Rosa Mediano y mezcla (85/15 %) p. para el proceso de mezclado y transporte.

	Solvente	CP Boscán	CP+RM	Solv Recp	CP Recp
°API estándar	19,25	14,32	14,81	35,04	13,49
Densidad estándar (g/mL)	0,9367	0,9684	0,9652	0,8479	0,9739

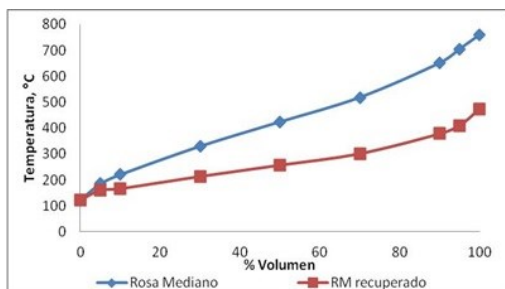
En la siguiente gráfica se logra apreciar que la curva de destilación que describe la mezcla de hidrocarburos presenta puntos que se asemejan a los del crudo pesado, consecuencia de su alta concentración.

Destilaciones del crudo Boscán (cB), Rosa Mediano (RM) y la mezcla cB/RM para un 85/15 % en masa.



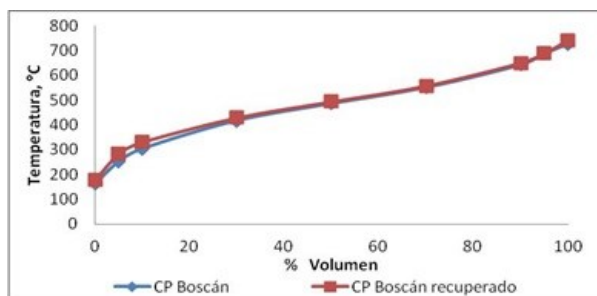
En las destilaciones del crudo Rosa Mediano original y el recuperado, se logra apreciar una diferencia en cuanto a sus puntos de ebullición, que al igual que en los casos anteriores se debe a la afinidad de algunos de los componentes más livianos del crudo Boscán que fueron arrastrados durante el proceso de transporte, como se observa en la siguiente gráfica.

Destilaciones del Rosa Mediano y el Rosa Mediano de la mezcla cB/RM para un 85/15 % en masa.



Al realizar el estudio de las destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cB/RM, 85/15% en masa, estas describen un comportamiento similar, aunque el crudo recuperado muestra que los puntos iniciales de ebullición fueron un poco superiores, como podemos apreciar en la siguiente gráfica.

Destilaciones del crudo Boscán y crudo Boscán recuperado de la mezcla cB/RM para un 85/15 % en masa





CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



Conclusiones

La caracterización verifico los crudos estudiados tienen de baja fluidez, densidad, y gravedad °API que los ubica como crudos pesados.

Se determinó la gravedad °API de todas las mezclas experimentalmente y se comparó su valor con una ecuación teórica obteniéndose un margen de error aceptable.

La viscosidad obtenida en el proceso de dilución permite seleccionar al kerosene como la mejor alternativa para la transportabilidad del crudo mezclado a través de la tubería.

Al realizar la destilación al vacío de las mezclas y utilizar los resultados experimentales en la simulación con ASPEN PLUS, se encontró que el crudo Rosa Mediano no es un buen diluyente para utilizarlo en el proceso.

La destilación en la simulación verificó el porcentaje de recuperación de diluyente y se observaron buenos resultados en los diluentes kerosene y destilado atmosférico.

En los gráficos de simulación se observa que los solventes arrastran fracciones pesadas y cada crudo tiene un comportamiento diferente.

Mediante la simulación se determinó que la potencia de la bomba requerida por el sistema se mantuvo constante para los distintos diluentes.

Recomendaciones

Realizando la destilación con la simulación, se observó poca recuperación del diluyente Rosa Mediano; por lo tanto, para mejorar la transportabilidad de los crudos pesados, no se recomienda mezclar este crudo mediano con los crudos pesados Hamaca, Boscan y Pílon.

Se recomienda utilizar una unidad experimental dotada de los tanques de crudo y diluyente, un mezclador una bomba y la tubería necesaria, para hacer estudios más severos sobre el mezclado de hidrocarburos y su efecto en la transportabilidad.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



Abdurahman N. H., Rosli Y. M., Azhari N. H. & Hayder B.A. (2012).
Pipeline Transportation of Viscous Crudes as Concentrated oil-in-

- water Emulsions. *Journal of Petroleum Science and Engineering* , 139-144.
- Ahmed, T. H. (2009). Working guide to vapor-liquid phase equilibria calculations. *Gulf Professional* , 50-61.
- Ahmed, T. H. (2007). Equations of state and PVT analysis: Applications for improved reservoir modeling. Houston, Texas, U.S.A.: Gulf Publishing Company.
- Alexander, G. (2008). Proposición De Facilidades De Superficie Para La Producción De Crudo Extrapesado Con Inyección De Vapor En La Faja Petrolera Del Orinoco. Caracas: Universidad Simón Bolívar.
- Al-Roomi Y., George R. Elgibaly A., Elkamel A. (2004). Use of a novel surfactant for improving the transportability/transportation of heavy/viscous crude oil. *Journal Pet Sci Eng* , 42, 235-243.
- Anhorn J.L., Badakhshan A. (1994). MTBE: a carrier for heavy oil transportation and viscosity mixing rule applicability. *J Can Pet Techno* , 33(4), 17–21.
- Ashrafizadeh S.N., Kamran M. (2010). Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation. *Journal Pet. Sci. Eng.* , 71, 205–211.
- Bai R., Chen K., Joseph D.D. (1992). Lubricated pipelining: stability of core-annular flow. Part 5 experiments and comparison with theory. *J Fluid Mech*, 97–132.
- Banerjee, D. K. (2012). Oil Sands, Heavy Oil & Bitumen: From Recovery to Refinery. U.S.A.: PennWell Corp.
- Barberii, E. (1998). *El Pozo Ilustrado* (4ta ed.). Caracas: S.P. Petroleos de Venezuela.
- Bensakhria A., Peysson Y., Antonini G. (2004). Experimental study to de pipeline lubrication for heavy oil transport. *Oil Gas Science technology* , 59, 523-533.
- Camacho Briones, Christian G. (2014). Evaluación de las Tecnologías Aplicadas al Transporte de Crudo Pesado en Tuberías. México DF: Universidad Autónoma de México.
- Castro Gonzales, M., y Macías Colmenares, A. (2004). Estudio del Comportamiento de las propiedades Fisicoquímicas y reológicas de mezclas de crudos y su relación con la compatibilidad. Bucaramanga,

- Colombia.: Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Químico, Universidad Ind. de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería Química.
- Chang C., Nguyen Q.D., Ronningsen H.P. (1999). Isothermal start-up of pipeline transporting waxy crude oil. *J Non-Newton Fluid Mech* 87 , 127–154.
- Chen Q., W. M.-Y. (2009). Optimization principle for variable viscosity fluid flow and its application to heavy oil flow drag reduction. *Energy Fuels* , 23, 4470–4478.
- Chen Q., Wang M., Pan N., Gao Z.-Y. (2009). Optimization principle for variable viscosity fluid flow and its application to heavy oil flow drag reduction. *Energy Fuels* 23 , 4470–4478.
- Delamaide, E. (2011). Oil Sands: Mining and processing. En A.-Y. H. C., *Heavy Crude Oils* (págs. 84 - 90). Paris: Editions TECHNIP.
- Deshmukh S., Bharambe D.P. (2008). Synthesis of polymeric pour point depressants for Nada crude oil (Gujarat, India) and its impact on oil rheology. *Fuel Process Technol* , 89, 227–233.
- Gateau P., Henaut I., Barre L., Argillier J.F. (2004). Heavy oil dilution. *Oil Gas Sci Technol Rev* , IFP 59(5), 503–509..
- Giles, H. N. & Mills, C. O. (2010). *Crude Oils: Their Sampling, Analysis and Evaluation*. ASTM International, PA 19428-2959.
- González, R. (2012). *Vapocraqueo de Crudos Pesados Usando Emulciones Catalíticas Fe/Ni*. Merida, Venezuela: Tesis de Pregrado, Universidad de Los Andes.
- Greaves M., Xia T.X. (2004). Downhole upgrading of Wolf Lake oil using THAI–CAPRI processes-tracer tests. *Prep Pap-Am Chem Soc Div Fuel Chem*; 49(1) , 69–72.
- Hasan S.W., Ghannam M.T., Esmail N. (2010). Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. *Fuel* 89 , 1095–1100.
- Hernández Vasco, W. (2013). *Influencia en la composición química en la estabilidad de mezclas de crudos extrapesados en la Faja Petrolífera del Orinoco con crudo mejorado*. Caracas, Venezuela: Tesis que para optar el grado de Licenciado en Química, Universidad Central.

- Isaacs J.D., Speed J.B. (1904). Method of piping fluids. US Patent 759,374 .
- Khan, M. (1996). Rheological properties of heavy oils and heavy oil emulsions. *Energy Sources* , 18, 385–391.
- Langevin D., Poteau S., Henaut I., Argillier J.F. (2004). Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation. *Oil Gas Sci Technol Rev* , IFP 59(5), 511-521.
- Langevin D., Poteau S., Henaut I., Argillier J.F. (2004). Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation. *Oil Gas Sci Technol Rev* , IFP 59(5), 511–521.
- Machado A.L.C., Lucas E.F., Gonzalez G. (2011). Poly (ethylene-co-vinyl acetate) as wax inhibitor of a Brazilian crude oil: oil viscosity, pour point and phase behaviour of organic solutions. *Journal Pet Sci Eng* , 159-165.
- Marfisi, S. (2004). Deshidratación de crudo – Fenomenología y Aspectos Prácticos . Cuadernos FIRP (S853-PP), 2.
- Marquez, R. (2012). Construcción de una Planta de Estabilizacion y Deshidratacion de Crudo Extrapesados para la Refinación en Venezuela. Mérida: Universidad de Los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Departamento de Química Industrial.
- Martínez-Palou, R., Mosqueira, M. de L., Zapata-Rendón, B., Mar-Juárez, E., Bernal-Huicochea, C., de la Cruz Clavel-López, J., & Aburto, J. (2011). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline. *Journal of Petroleum Science and Engineering* , 75(3-4), 274-282.
- McKibben M.J., Gillies R.G., Shook C.A. (2000). A laboratory investigation of horizontal well heavy oil–water flows. *Can J Chem Eng* , 78, 743–751.
- Palou Martínez, M de L. Mosqueira, Rendón Zapata, Mar Juarez, Bernal Huicochea, Clavel de la Cruz Lopéz, J. Aburto. (2011). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline:. *Journal of Petroleum Science and Engineering* , 75(3-4), 274-282.
- Petróleo, Origen y Composición. (2006). Recuperado el Enero de 2018, de [TextosCientificos.com](https://www.textoscientificos.com/energ%C3%ada/combustibles/petroleo): <https://www.textoscientificos.com/energ%C3%ada/combustibles/petroleo>

- Petróleos de Venezuela, S. A. (enero de 2001). Recuperado el marzo de 2018, de www.pdvsa.com
- Raicar J., Procter R. M. (1984). Economic considerations and potential of heavy oil supply from Lloydminster-Alberta. En J. W. R. F. Meyer, The future of heavy oil and tar sands, second internal conference (págs. 212-219). New York: McGraw-Hill.
- Requeijo, D. (2001). Ciencias de la Tierra (5da. Reimpresión ed.). Caracas, Venezuela: Biosfera.
- Requeijo, D. (2006). Química Orgánica (2da ed.). Caracas, Venezuela: Biosfera.
- Salager J. L., Antón R., andrés J. M., Aubry J. M. (2001). Formulation des microémulsions par la méthode HLD. En E. T. Francés, Techniques de l'Ingénieur. París: Génie des Procédés J2.
- Salager J. L., Antón R.E. (1999). Ionic microemulsions. En M. K. Kumar P., Handbook of Microemulsion Science and Technology. Francia: Dekker.
- Salager, J. L. (2000). Formulation Concepts for the Emulsion Maker, en Pharmaceutical Emulsions and Suspensions. En N. F.-M. G., Handbook of Microemulsion. Francia: Dekker.
- Salager, J. L. (2005). Recuperación Mejorada del Petróleo. Cuadernos FIRP (S357-C), 1,4-34.
- Saniere A., Henaut I., Argillier J.F. (2004). Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge. Oil Gas Sci Technol , 455-466.
- Saniere A., Henaut I., Argillier J.F. (2004). Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge. Oil Gas Sci Technol Rev , IFP 59(5), 455–466.
- Shah A., Fishwick R., Wood J., Leeke G., Rigby S., Greaves M. (2010). A review of the novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading. Energy Environ Sci 3 , 700–714.
- Shigemoto N., Al-Maamari R.S., Jibril B.Y., Hirayama A. (2006). A study of the effect of gas condensate on the viscosity and storage stability on Omani heavy crude oil. Energy Fuels 20(6) , 2504–2508.
- Sun R., Shook C.A. (1996). Inversion of heavy crude oil-in-brine emulsions.

Journal Pet Sci Eng , 14, 169–182.

Wauquier j, Serrano P. (2004). El Refino del Petróleo: petróleo crudo, productos petroleros, esquemas de fracción. Caracas: Diaz Santos.

Wylde J.J., Leinweber D., Low D., Botthof G., Oliveira A.P., Royle C., Kayser C. (2012). Heavy oil transportation: advances in watercontinuous emulsion methods. In: Proceedings of the world heavy oil congress. Aberdeen.



UNIVERSIDAD DE
GUAYAQUIL



Luis Moya Alchundia

Docente de la Universidad de Guayaquil

**Ingeniero Mecánico (Hidráulica – Fluidos), graduado en
la Escuela Superior Politécnica del Litoral – ESPOL**

La Química es necesariamente una ciencia experimental: las conclusiones se extraen de datos y sus principios son apoyados por la evidencia de los hechos.-

Michael Faraday


**Live
Working**
EDITORIAL

ISBN: 978-9942-45-003-6



9 789942 450036