

**DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN PARA EL
TRATAMIENTO TÉRMICO DE CRUDO PESADO CON EL USO DE
CALENTADORES DIRECTOS E INDIRECTOS.**

GUILLERMO ANDRÉS MARTÍNEZ VILLAMIZAR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017

**DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN PARA EL
TRATAMIENTO TÉRMICO DE CRUDO PESADO CON EL USO DE
CALENTADORES DIRECTOS E INDIRECTOS.**

GUILLERMO ANDRÉS MARTÍNEZ VILLAMIZAR

**Trabajo de monografía para optar por el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director

MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS

Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios fuente de infinita sabiduría quien ha sido mi guía, mi refugio y mi consuelo para nunca desfallecer en el caminar de la vida.

A la patrona mi virgen del Carmen, quien ilumina mi transitar diario.

A mi Madre, por su ejemplo comprensión y apoyo con el tiempo tal vez pueda retribuirte todos tus esfuerzos, aunque jamás llegare a igualarte, en esta modesta dedicatoria acepta un triunfo más para ti.

A mi Abuela por colocar mi nombre en sus oraciones diarias.

A mis hermanas, a pesar de la distancia sé que siempre tienen los deseos más positivos para que todo salga bien.

A mis amigos con los que he compartido muchas experiencias de vida personal y profesional, hoy agradezco su apoyo, cariño y lealtad.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi especial gratitud a:

Mi familia apoyo constante en cada nuevo reto que asumo en mi vida, su credibilidad en mi desempeño me motiva a dar siempre lo mejor.

Al director de Monografía, el ingeniero Manuel Enrique Cabarcas Simancas, por haberme brindado la oportunidad de tenerlo como guía y precursor de conocimientos, quien con criterio y perseverancia me apoyo en la elaboración y culminación de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, y a todo el personal docente por comprometerse en la enseñanza y permitir el crecimiento como personas y profesionales.

A todos los compañeros de la especialización de la V promoción de producción de hidrocarburos, pues cada interacción dinámica de clase fue una experiencia enriquecedora y productiva.

En general, expreso mi agradecimiento a todas aquellas personas que de una u otra manera han colaborado en la realización de esta monografía y de alcanzar una nueva meta en mi camino profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. EMULSIONES	20
1.1 DEFINICION	20
1.2 TIPOS DE EMULSIONES	21
1.2.1 Grado de estabilidad de las emulsiones	23
1.3 TEORIAS SOBRE LA FORMACION DE EMULSIONES	23
1.3.1 Teoría coloidal	23
1.3.2 Teoría de la tensión interfacial	24
1.3.3 Teoría del agente emulsificante	25
1.3.4 Teoría de las cargas eléctricas	25
1.4 FORMACION DE EMULSIONES	25
1.5 AGENTES EMULSIFICANTES	27
1.5.1 Agentes emulsificantes naturales	29
1.5.2. Partículas sólidas muy finas	29
1.6 ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LA EMULSION	30
1.7 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES	31
1.7.1 Tensión Interfacial	31
1.7.2 Película interfacial	31
1.7.3 Tamaño de las partículas de agua dispersas	32
1.7.4 Viscosidad de la fase continua	32
1.7.5 Relación de volumen de fases	33
1.7.6 Diferencia de densidades	33
1.7.7 Temperatura	34
1.7.8 Envejecimiento de la interfase	34
1.7.9 Agitación	35

1.7.10 pH	35
1.7.11 Salinidad del agua	35
1.7.12 Tipo de aceite	36
1.7.13 Agente emulsificante	36
1.8 CRUDOS PESADOS	36
1.8.1 Clasificación de los crudo pesado según su base	37
1.8.2 Características del crudo pesado	38
- Viscosidad	39
1.8.3 Requerimientos de calidad del crudo pesado	41
2. EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL COMPORTAMIENTO TERMICO DE LAS EMULSIONES	43
3. CALENTADORES	54
3.1 FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DE LOS CALENTADORES	54
3.2 TIPOS DE CALENTADORES	56
3.2.1 Calentadores de fuego directo	56
3.2.2 Calentadores de fuego indirecto	60
3.3 SELECCIÓN DEL TIPO DE CALENTAMIENTO.	62
3.4 VARIABLES OPERACIONALES DE LOS CALENTADORES.	62
3.5 TEMPERATURA DE OPERACIÓN DEL CALENTADOR.	63
3.6 TRATAMIENTO DE SEDIMENTOS EN LOS CALENTADORES.	64
3.7 VENTAJAS DE LOS CALENTADORES	65
3.8 DESVENTAJAS DE LOS CALENTADORES	65
4. DESARROLLO DE LA SIMULACION EN ASPEN-HYSYS PARA TRATADORES TERMICOS	67
4.1 GENERALIDADES	67
4.2 CONSIDERACIONES GENERALES	67
4.3 CASOS DE ESTUDIO.	68

4.4 DESCRIPCION DEL PROCESO.	69
4.4.1 Caracterización del crudo de proceso.	69
4.4.2 Corriente emulsión de producción.	70
4.4.3 Mezclador estático.	71
4.4.4 Tratador térmico.	71
4.5 MODELAMIENTO CASO 1.	72
4.5.1 Curva de destilación TBP del crudo calculada.	73
4.5.2 Variación de los flujos Agua y crudo de salida con el duty.	74
4.5.3 Variación del flujo de salida del gas con el duty.	75
4.5.4 Variación de la Temperatura de salida del crudo con el duty.	76
4.5.5 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango medio del duty	77
4.5.6 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango menor del duty	79
4.5.7 Variación del API y la temperatura del crudo de salida.	81
4.6 MODELAMIENTO CASO 2.	83
4.6.1 Curva de destilación TBP del crudo calculada.	84
4.6.2 Variación de los flujos Agua y crudo de salida con el duty.	85
4.6.3 Variación del flujo de salida del gas con el duty.	86
4.6.4 Variación de la Temperatura de salida del crudo con el duty.	87
4.6.5 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango medio del duty	88
4.6.6 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango amplio del duty	90
4.6.7 Variación del API y la temperatura del crudo de salida.	92
4.7 MODELAMIENTO CASO 3.	94
4.7.1 Curva de destilación TBP del crudo calculada.	95
4.7.2 Variación de los flujos Agua y crudo de salida con el duty.	96
4.7.3 Variación del flujo de salida del gas con el duty.	97
4.7.4 Variación de la Temperatura de salida del crudo con el duty.	98

4.7.5 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango medio del duty	99
4.7.6 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango amplio del duty	101
4.7.7 Variación del API y la temperatura del crudo de salida	103
5. CONCLUSIONES	106
BIBLIOGRAFÍA	107
ANEXOS	110

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Microfotografía de una emulsión (agua en aceite).	20
Figura 2. Microfotografía de una emulsión (aceite en agua).	22
Figura 3. Microfotografía de una emulsión (agua en aceite en agua).	22
Figura 4. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad para diferentes crudos.	46
Figura 5. Viscosidad vs temperatura para estimar la gravedad específica.	47
Figura 6. Pérdida de gravedad API en función de la temperatura.	48
Figura 7. Efecto de la temperatura en la pérdida de volumen de un crudo.	49
Figura 8. Relación de la densidad y la temperatura para crudos de alto, medio y bajo API.	50
Figura 9. Variación de la gravedad específica de fracciones de petróleo con la temperatura. (Adaptación del manual de datos de ingeniería de la GPSA).	51
Figura 10. Variación de la gravedad específica del agua con la temperatura.	52
Figura 11. Calentador de fuego directo.	57
Figura 12. Calentador de Fuego Indirecto.	61
Figura 13. Simulación del proceso de tratamiento térmico para crudo pesado.	69
Figura 14. Lista de componentes seleccionados para la simulación.	70
Figura 15. Simulación de la corriente emulsión.	71
Figura 16. Simulación en el separador trifásico de la corriente emulsión.	72
Figura 17. Simulación del proceso para el caso 1.	73
Figura 18. Curva de destilación TBP del crudo calculada por Aspen-Hysys V 8.8.	74
Figura 19. Duty vs Flujo de agua y crudo en rango amplio.	75
Figura 20. Duty vs Flujo de gas en rango amplio.	76
Figura 21. Duty vs Temperatura salida del crudo en rango amplio.	77
Figura 22. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango medio.	78

Figura 23. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango medio.	79
Figura 24. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango menor.	80
Figura 25. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango menor.	81
Figura 26. Duty vs Temperatura / API en rango menor.	82
Figura 27. Sensibilidad del comportamiento del API con el cambio en la temperatura.	83
Figura 28. Simulación del proceso para el caso 2.	84
Figura 29. Curva de destilación TBP del crudo calculada por Aspen-Hysys V 8.8.	85
Figura 30. Duty vs Flujo de agua y crudo en rango menor.	86
Figura 31. Duty vs Flujo de gas en rango menor.	87
Figura 32. Duty vs Temperatura salida del crudo en rango menor.	88
Figura 33. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango medio.	89
Figura 34. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango medio.	90
Figura 35. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango amplio.	91
Figura 36. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango amplio.	92
Figura 37. Duty vs Temperatura / API en rango amplio.	93
Figura 38. Sensibilidad del comportamiento del API con el cambio en la temperatura.	94
Figura 39. Simulación del proceso para el caso 3.	95
Figura 40. Curva de destilación TBP del crudo calculada por Aspen-Hysys V 8.8.	96
Figura 41. Duty vs Flujo de agua y crudo en rango menor.	97
Figura 42. Duty vs Flujo de gas en rango menor.	98
Figura 43. Duty vs Temperatura salida del crudo en rango menor.	99
Figura 44. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango medio.	100

Figura 45. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango medio.	101
Figura 46. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango amplio.	102
Figura 47. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango amplio.	103
Figura 48. Duty vs Temperatura / API en rango amplio.	104
Figura 49. Sensibilidad del comportamiento del API con el cambio en la temperatura.	105

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Requerimientos mínimos de calidad del crudo pesado para el transporte por oleoducto.	42

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. COMPOSICION DEL CRUDO, GAS Y AGUA PARA EL CASO DE ESTUDIO 1.....	111
ANEXO B. COMPOSICION DEL CRUDO, GAS Y AGUA PARA EL CASO DE ESTUDIO 2.....	113
ANEXO C. COMPOSICION DEL CRUDO, GAS Y AGUA PARA EL CASO DE ESTUDIO 3.....	115

RESUMEN

TITULO: DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN PARA EL TRATAMIENTO TÉRMICO DE CRUDO PESADO CON EL USO DE CALENTADORES DIRECTOS E INDIRECTOS*

AUTORES: GUILLERMO ANDRÉS MARTÍNEZ VILLAMIZAR**

PALABRAS CLAVE: Calentadores, Crudo Pesado, Emulsión Agua-Aceite, Temperatura, Tratamiento Térmico, Viscosidad.

DESCRIPCIÓN:

Con el presente trabajo se busca determinar la temperatura óptima de operación para el tratamiento térmico de emulsiones de crudo pesado de tres campos colombianos, aplicándolo a calentadores directos e indirectos, utilizando como herramienta, la simulación numérica en Aspen-Hysys, permitiendo conocer los cambios de las propiedades físicas de la emulsión y la capacidad de absorción de calor de diseño (duty) requerido, para esto se realiza una investigación descriptiva-documental, de carácter monográfico con base en el método cualitativo, recopilando información de artículos y publicaciones de tipo científico y tecnológico.

En la primera parte se revisan conceptos sobre las emulsiones y los crudos pesados. Posteriormente se encuentran Principios básicos de funcionamiento de los calentadores, tipos de calentadores, variables de operación, ventajas y desventajas de uso. Continúa con el desarrollo de la simulación en Aspen-Hysys para un proceso con un tratador térmico, asumiendo variables como el BSW, GOR, presión y flujo.

Por último se determina la temperatura óptima y la capacidad de absorción de calor de diseño (duty) requerido para tratar el crudo pesado en el tratador térmico de acuerdo a su composición, permitiendo obtener una emulsión con viscosidad y porcentaje de volumen de agua separada requeridas a las características y especificaciones exigidos por los entes reguladores, y logrando con éxito una aplicación a la optimización de las facilidades de producción y beneficios en el ahorro de costos.

* Monografía

** Ingeniero Mecánico. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Ing. Manuel Enrique Cabarcas Simancas, M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF OPERATING TEMPERATURE FOR THERMAL TREATMENT OF HEAVY OIL WITH THE USE OF DIRECT AND INDIRECT HEATERS*

AUTHORS: GUILLERMO ANDRÉS MARTÍNEZ VILLAMIZAR**.

KEYWORDS: Heaters, Heavy Oil, Temperature, Thermal Treatment, Viscosity, Water-Oil Emulsion.

DESCRIPTION:

With the present monograph is to determine the optimum operating temperature for the heat treatment of emulsions of heavy oil from three Colombian fields, applying direct and indirect heaters, using as a tool, numerical simulation in Aspen-Hysys, allowing to know the changes of the physical properties of the emulsion and the absorption capacity design heat (duty) required, for this is done an investigation descriptive-documentary, of monographic character based on the qualitative method, and get gathering information from scientific and technological articles and publications type.

In the first part concepts emulsions and heavy crudes they are reviewed. Later on are found Operating Basics heaters, types of heaters, operating variables, advantages and disadvantages of use. Continues with the development of simulation in Aspen-Hysys for a process with a heat treater, assuming variables such as BSW, GOR, pressure and flow.

Finally the optimum temperature and absorptive capacity design heat (duty) required is determined for treating a heavy oil in the heat treater according to its composition, allowing to obtain an emulsion with viscosity and volume percent of separated water required to the characteristics and specifications required by regulators, and achieving a successful application to the optimization of production facilities and benefits in cost savings.

* Monograph.

**Mechanical Engineer. Physiochemical Engineering Faculty. Hydrocarbons Production Specialization. Director: Eng. Manuel Enrique Cabarcas Simancas, M.Sc.

INTRODUCCIÓN

Uno de los grandes retos a los que se enfrenta la industria del petróleo diariamente es el efectivo tratamiento de crudos, debido a la formación de emulsiones inherente a la actividad de extracción y recuperación.

En el tratamiento térmico de emulsiones por calentamiento del crudo pesado mediante equipos como calentadores de fuego directo o indirecto se disminuye la viscosidad del petróleo crudo y se facilitan la separación de las fases, siendo un requisito controlar la temperatura como parámetro termodinámico que reduce la eficiencia del equipo y afecta a las propiedades físicas de la emulsión.

Con la simulación numérica en software comercial (Aspen-Hysys), se busca determinar la temperatura óptima de operación de los calentadores térmicos directos e indirectos en el tratamiento de emulsiones de crudo pesado de tres campos colombianos.

Utilizando el Assay de cada crudo pesado como dato experimental requerido por la simulación y consideraciones técnicas adecuadas, se obtienen resultados válidos en el desempeño de los equipos, los cuales no se alejan de los resultados que se obtienen en la realidad, así como las propiedades físicas de la corriente del proceso.

A continuación se presenta un documento de consulta, en el que se realizó una investigación de tipo descriptiva-documental, de carácter Monográfico con base en el método cualitativo, recopilando información de artículos y publicaciones de tipo científico y tecnológico, acerca de los principios de funcionamiento de los

tratadores térmicos tipo calentador, teorías, aplicaciones y experimentos que los sustentan.

En la primera parte se revisan conceptos sobre las emulsiones y los crudos pesados. Posteriormente se encuentran Principios básicos de funcionamiento de los calentadores, tipos de calentadores, variables de operación, ventajas y desventajas de uso. Continúa con el desarrollo de la simulación en Aspen-Hysys para un proceso con tratador térmico.

Por último se determina la temperatura óptima y la capacidad de absorción de calor de diseño (duty) requerido para tratar el crudo pesado en el tratador térmico de acuerdo a su composición, permitiendo obtener una emulsión con viscosidad, porcentaje de volumen de agua separada y factor de merma requerida a las características y especificaciones exigidos por los entes reguladores, y logrando con éxito una aplicación a la optimización de las facilidades de producción y beneficios en el ahorro de costos.

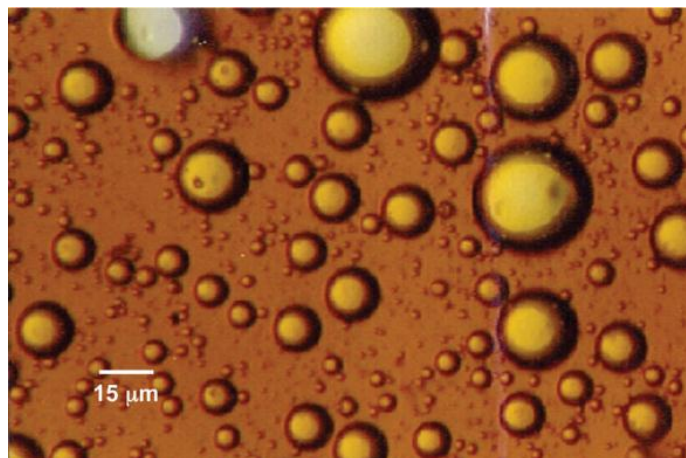
1. EMULSIONES

Las emulsiones son el resultado del alto cizallamiento producido por el contacto del petróleo y agua de producción o por la inyección de mezclas de vapor de agua en el pozo o en las instalaciones de producción, por lo que es necesario realizar tratamientos físico-mecánicos y químicos para una óptima separación de fases.

1.1 DEFINICION

Una emulsión es una dispersión (pequeñas gotas) de un líquido en otro líquido inmiscible. La fase que está presente en forma de pequeñas gotas es la fase dispersa o interna y la fase en la que las pequeñas gotas están en suspensión se denomina la fase continua o externa.¹

Figura 1. Microfotografía de una emulsión (agua en aceite).



Fuente: KOKAL, Sunil L. Saudi Aramco. Petroleum Engineering Handbook, Vol. 1. SPE. 2006. Capítulo 12, p. 535. ISBN: 978-1-55563-108-6.

¹ KOKAL, Sunil L. Crude oil emulsions: a state of the art review. San Antonio: Saudi Aramco - Society of Petroleum Engineers. Paper SPE: 77497. 2005. p. 1.

En la figura 1, el líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna (agua), mientras que el líquido a los alrededores es conocido como fase continua o externa (aceite).

En una dispersión es importante destacar el tamaño de los paquetes de la fase dispersa. En efecto, el comportamiento de la dispersión y su efecto depende en buena parte del tamaño de los fragmentos. Se entiende por fragmento una cierta cantidad de materia gaseosa, líquida o sólida, que se llama burbuja, gota o partícula si son de tamaño macroscópico y su rango va de 0,20 a 0,50 [mm] para las macro-emulsión y de 0,01 a 0,20 [mm] para las micro-emulsiones o micelares, Si son de tamaños inferiores al micrómetro pero superior al tamaño de una molécula, se llama coloide es decir una dimensión menor de uno entre 0,001-1 [mm].

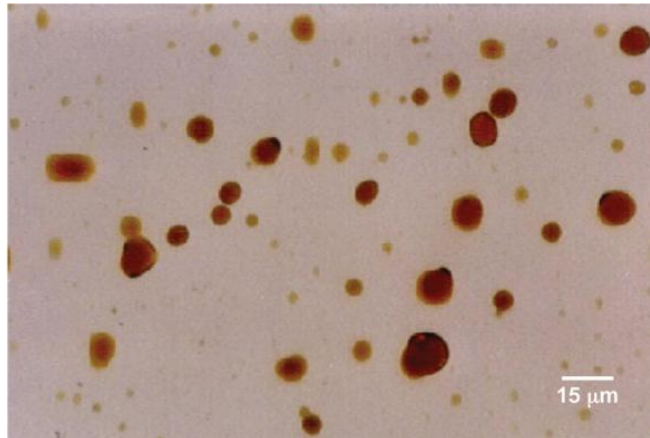
1.2 TIPOS DE EMULSIONES

A continuación se definen los diferentes tipos de emulsiones teniendo en cuenta que en la mayoría de la literatura especializada se utiliza la nomenclatura anglosajona para definir las emulsiones. Los dos líquidos inmiscibles se denominan Agua (w = water) y Aceite (o = oil) y sus emulsiones son:

Emulsión Directa (w/o): El agua es la fase dispersa y se encuentra en el aceite que es la fase continua. La emulsión directa fue representada en la figura 1.

Emulsión Inversa (o/w): El aceite es la fase dispersa y se encuentra en la fase continua que es el agua, como se observa en la figura 2.

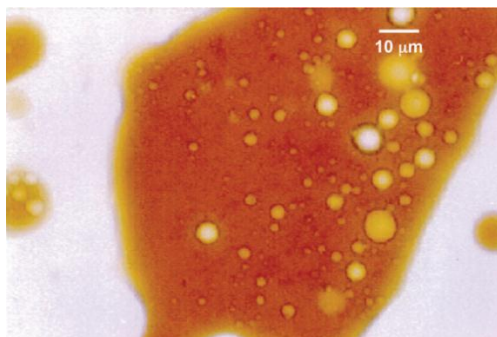
Figura 2. Microfotografía de una emulsión (aceite en agua).



Fuente: KOKAL, Sunil L. Saudi Aramco. Petroleum Engineering Handbook, Vol. 1. SPE. 2006. Capítulo 12, p. 535. ISBN: 978-1-55563-108-6.

Emulsión Múltiple: Son sistemas líquido-líquido dispersados en los cuales la fase interna es una emulsión. Se usa el símbolo (w/o/w) para una emulsión múltiple de tipo agua en aceite en agua, y (o/w/o) para la emulsión de aceite en agua en aceite petróleo en agua en petróleo y agua en petróleo en agua.² En la figura 3 se aprecia una emulsión mixta (w/o/w).

Figura 3. Microfotografía de una emulsión (agua en aceite en agua).



Fuente: KOKAL, Sunil L. Saudi Aramco. Petroleum Engineering Handbook, Vol. 1. SPE. 2006. Capítulo 12, p. 535. ISBN: 978-1-55563-108-6.

² MARFISI VALLADARES, Shirley. Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Tesis de Doctorado en Ciencias Aplicadas, mención en Ingeniería Química. Mérida: Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. 2005. Capítulo 1, p. 4.

1.2.1 Grado de estabilidad de las emulsiones. El grado con que una emulsión se pueda separar se clasifica de la siguiente manera:

Estable: Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única manera de conseguir que las fases se separen es mediante la aplicación de sistemas de tratamiento.

Inestables: Una emulsión es inestable cuando al dejarla en reposo durante algún tiempo, las fases se separan por gravedad.

Los criterios que hacen que las emulsiones tengan estas clasificaciones se indicaran en la sección 1.7 (factores que influyen en la estabilidad de las emulsiones).

1.3 TEORIAS SOBRE LA FORMACION DE EMULSIONES³

Con varias teorías se ha tratado de explicar la formación de emulsiones estables, es decir, el hecho de que dos líquidos inmiscibles y de diferente gravedad específica se dispersen o formen una mezcla íntima estable; entre las más aceptadas tenemos:

1.3.1 Teoría coloidal. La teoría coloidal relaciona la formación de emulsiones con la química coloidal. Los coloides son sustancias cuyas partículas pueden encontrarse en suspensión en un líquido. Las propiedades esenciales de las dispersiones coloidales pueden atribuirse al hecho de que la relación entre la superficie y el volumen de las partículas es muy grande. En una solución verdadera, el sistema consiste de una sola fase, y no hay superficie real de

³ NARANJO AGUDELO, Abel de Jesús. Manejo de producción en campos de petróleo. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. 1989. Capítulo 4, p. 46-48.

separación entre las partículas moleculares del soluto y del solvente. Las dispersiones coloidales son sistemas de dos fases, y para cada partícula existe una superficie definida de separación.

1.3.2 Teoría de la tensión interfacial. Para describir esta teoría es conveniente definir claramente los términos que están involucrados al enunciarla:

Tensión superficial: es una propiedad de los líquidos que los distingue de los gases; Es la tendencia del líquido a exponer una superficie libre mínima. Es un efecto similar a la tensión de una membrana estirada; puede definirse como la tendencia a la contracción de una superficie líquida expuesta al aire o gases.

Tensión interfacial: es una tendencia similar que existe cuando dos líquidos no miscibles se ponen en contacto, aparece una interfase. Las fuerzas de atracción que actúan en las moléculas de la interfase de los dos líquidos no están balanceadas, desarrollando una tensión interfacial.

La teoría coloidal hace referencia a la formación de emulsiones basada en los fenómenos de tensión interfacial, que explican la oclusión de un gota de líquido dentro de otro, debido a que el líquido de tensión superficial mayor (agua) asume una forma convexa, originando gotas esféricas que tienden a presentar la menor superficie al otro líquido (aceite).

Si la tensión interfacial entre el agua y el aceite es alta, la emulsificación se dificulta por que el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua formándose una capa delgada. Bajo las condiciones anteriores y si se desea formar una emulsión, debemos agregar ciertas sales solubles como Carbonato de Calcio y sulfato de aluminio. Además si se desea evitar la formación de la emulsión debemos agregar cloruros solubles en el agua.

1.3.3 Teoría del agente emulsificante. Las teorías anteriores permiten explicar la formación de emulsiones pero no explican porque las gotas dispersas no se unen al ponerse en contacto, ni la persistencia de algunas emulsiones. Con la teoría del agente emulsificante se explica por qué las pequeñas gotas de agua dispersas en una emulsión directa no se unen al ponerse en contacto, debido a que están recubiertas por una sustancia denominada agente emulsificante, la cual forma una barrera física para evitar la unión de las gotas de agua. Dependiendo de las características del agente emulsificante y de su relación con los líquidos, se formará una emulsión directa o inversa, teniendo en cuenta que el líquido en el cual se disuelva, será la fase continua de la emulsión.

1.3.4 Teoría de las cargas eléctricas. La teoría de las cargas eléctricas, mediante experimentos ha demostrado que las gotas de agua están cargadas eléctricamente, esto ha sido corroborado con la facilidad de unión de las partículas después de que se neutralizan tales cargas por acción de una corriente eléctrica. Cuando las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico.

1.4 FORMACION DE EMULSIONES

La formación de emulsiones se debe generalmente a la influencia de efectos mecánicos en el sistema de producción, además de la presencia de sustancias químicas. Los efectos mecánicos están constituidos por el movimiento del crudo a través de las líneas de producción, en las cuales debido a los accesorios involucrados se producen efectos de turbulencia y agitación. Las sustancias químicas son las responsables de la estabilidad de las emulsiones, ya que son capaces de formar alrededor de las gotas dispersas una película envolvente que evita la coalescencia de la fase dispersa. Estas sustancias químicas se conocen como agentes emulsionantes.

Existen tres condiciones principales en el medio para que se formen emulsiones estables:

- Dos líquidos inmiscibles, como el aceite y el agua.
- Agitación suficiente para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un emulsificante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continúa.

Las emulsiones son causadas por la turbulencia o agitación de una mezcla de fluidos inmiscibles (agua-aceite), porque las fuerzas que unen al líquido (fase dispersa) se rompen ocasionando que éste se separe en una gran cantidad de gotas muy pequeñas, las cuales debido a la tensión interfacial tienden a colapsar entre sí.

La tensión interfacial representa la energía potencial disponible para producir un área interfacial más pequeña. Luego, la tendencia natural es que la coalescencia ocurra. Muchas gotas dispersas en una fase continua tienen una gran área colectiva interfacial; sin embargo, como las partículas coalescen, el área total interfacial disminuye. Una tensión interfacial baja, disminuye la coalescencia de las gotas de la emulsión. Dos líquidos inmiscibles no pueden formar una emulsión estable, sin la presencia de fuerzas estabilizadoras dentro de la emulsión, entonces, pequeñas gotas se unirán de nuevo y decrecerá el área interfacial, así como la energía total interfacial.

La mayoría de los petróleos crudos tienen tensión interfacial inferior al agua, por lo tanto, existe una mayor tendencia del agua a formar gotas pequeñas, con un menor radio que las gotas de crudo; esto favorece la formación de emulsiones directas, o de agua en aceite.

La tercera condición es el agente emulsificante que debe estar presente para estabilizar la emulsión. El típico emulsificador es un agente activo de superficie o surfactante.

1.5 AGENTES EMULSIFICANTES

Los agentes emulsificantes también son llamados tensoactivos, surfactantes o agentes de superficie activa, son compuestos que contienen moléculas polares y no polares. Las moléculas polares tienen afinidad fuerte por otras moléculas polares y tienen una tendencia marcada a disolverse en solventes polares como el agua. Las sustancias no polares tienen mejor solubilidad en solventes no polares como el aceite.

Sin embargo, si las sustancias polares y no polares coexisten sin que alguna predomine sobre la otra, las moléculas permanecen en la interfase, se orientan con la porción polar hacia el agua y la no polar hacia la fase aceite. Si es grande el número de moléculas orientadas, se acumulan y desarrollan una película continua de interfase. En tal caso, en presencia del emulsificante, la gota de agua no está realmente en contacto con el aceite sino con las moléculas orientadas del emulsificante.

Las partículas sólidas en el fluido de producción se clasifican en hidrofílicas e hidrofobias según sea ávida de agua o tengan aversión hacia ella. Las hidrofílicas actúan como emulsionantes del aceite en agua, por ejemplo arcilla coloidal, bentonita e hidróxidos metálicos. Las hidrofóbicas actúan como proveedoras de emulsiones de agua en aceite, por ejemplo sales y sedimento.

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:⁴

Compuestos naturales surfactantes. Tales como asfáltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular solubles en aceite pero insolubles en agua. Se localizan en los límites de las fases por ejemplo en los límites de la fase agua evitando su coalescencia.

Sólidos finamente divididos. Tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfáltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.

Químicos de producción. Añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Todas estas sustancias son absorbidas en la interfase agua-aceite, donde forman una película que se va endureciendo con el paso del tiempo. Es por eso, que la emulsión debe tratarse lo más pronto posible con diferentes agentes tales como: química deshidratante, calor, sedimentación por centrifugación o electrocoalescencia. La película interfacial que se forma es la que en últimas termina por estabilizar la emulsión, puesto que forma una barrera fuerte y viscosa que impide que las gotas se acerquen unas con otras, incluso, si el tensoactivo tiene una alta polaridad, llevará a que ocurra un efecto de repulsión entre las gotas, fomentando que se alejen entre sí.

⁴ MARFISI, Shirley y SALAGER, Jean Louis. Deshidratación de crudo - principios y tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP. Laboratorio de Formulación, Interfaces, Reología y Procesos FIRP. Mérida: Universidad de los Andes. 2004. Capítulo 1, p. 5.

1.5.1 Agentes emulsificantes naturales. Los surfactantes naturales son aquellos componentes del crudo con capacidad para orientarse en una interfase agua-aceite debido a su naturaleza anfifílica. Se consideran fracciones ácidas de macromoléculas como resinas, ácidos nafténicos y porfirinas, con al menos un grupo polar en el centro de su estructura plana.

Los surfactantes naturales estabilizan las emulsiones por migración hacia la interfase aceite-agua, además, forma una película interfacial alrededor de las gotas de aceite. La película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- Reduce las fuerzas de la tensión superficial que se requieren para la coalescencia de las gotas.
- Forma una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada como una envoltura plástica.
- Si el surfactante es polar, al alinearse en la superficie de las gotas del agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

El tipo de emulsión formada depende primordialmente de los agentes emulsificantes presentes y de cantidades relevantes de la fase agua y aceite. Las reglas empíricas de Bancroft* predicen que primordialmente los surfactantes solubles en aceite forman emulsiones directas (w/o) y los surfactantes solubles en agua producen emulsiones inversas (o/w).

1.5.2. Partículas sólidas muy finas. Otro mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física.

* Bancroft, Wilder Dwight en 1913 formula la regla en la cual la fase externa de una emulsión es aquella donde el surfactante es más soluble.

Ejemplos comunes de este tipo de emulsionante son el sulfuro de hierro (FeS), sal, limo y la arcilla.

1.6 ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LA EMULSION

Desde un punto de vista puramente termodinámico, una emulsión es un sistema inestable. Esto es porque la tendencia natural de los sistemas líquido-líquido es a separarse y reducir su área interfacial y por ende su energía interfacial.⁵ Sin embargo, la mayoría de las emulsiones demuestran estabilidad cinética y se pueden clasificar de acuerdo al tiempo que tardan en separarse así:

Emulsiones sueltas: Son aquellas que se pueden separar en unos pocos minutos.

Emulsiones medianamente apretadas: puede tomar decenas de minutos para su separación.

Emulsiones apretadas: el tiempo necesario para separarlas puede ir desde unas cuantas horas hasta días.

La estabilidad de las emulsiones, es la facilidad o resistencia que éstas tienen al momento de romperse.

El rompimiento de la emulsión puede ocurrir básicamente por tres mecanismos:

Sedimentación: La resultante de las fuerzas de gravedad por cualquier diferencia de densidad entre la fase dispersa y la continua causan que las gotas descendan;

⁵ KOKAL, Sunil. Crude-Oil Emulsions: a state of the art review. San Antonio: Saudi Aramco - Society of Petroleum Engineers. Paper SPE: 77497. 2005. p. 7.

la sedimentación se refiere a la caída de las gotas del agua en el aceite debido a la gravedad.

Agregación: Es la agrupación de dos o más gotas para formar gotas de mayor tamaño que luego precipiten con facilidad.

Coalescencia: Ocurre cuando las gotas originales pierden su identidad y se funden dentro de una gota más grande, provocándose una reducción del área total interfacial.

1.7 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

Existe una serie de factores que pueden aumentar o disminuir la posibilidad de que se formen emulsiones y/o afectar las características de la emulsión formada. Entre estos factores se pueden mencionar:

1.7.1 Tensión Interfacial. Es la fuerza que mantiene unidas las superficies del agua y el aceite. Cuando no hay agente emulsificante, la tensión interfacial entre el aceite y el agua es baja y las gotas de agua coalescen fácilmente. En cambio, cuando la tensión interfacial es alta, las partículas de agua se unen fácilmente con las gotas de aceite. Cuando hay presencia de agentes emulsificantes, ellos incrementan la tensión interfacial y dificultan la coalescencia de las gotas de agua, haciendo más difícil el tratamiento de la emulsión. Luego, cualquier tratamiento que disminuya la tensión interfacial mejorara la separación de aceite y agua.

1.7.2 Película interfacial. Las gotas dispersas están en constante movimiento, por lo tanto, frecuentemente colisionan; es importante para la estabilidad de la emulsión la presencia de una película lo suficientemente fuerte para prevenir la

coalescencia de las gotas. La combinación de surfactantes forma una película apretada y mecánicamente Fuerte, que impide la separación de la emulsión.

1.7.3 Tamaño de las partículas de agua dispersas. Entre menor sea el tamaño de las gotas, mayor será la estabilidad de la emulsión. Las gotas más pequeñas tienden a quedarse suspendidas con mayor facilidad y toman más tiempo para sedimentarse debido a la menor atracción gravitacional de las más grandes; cuando están rodeadas por películas, son más difíciles de romper por impacto con otras gotas; cuando las gotas que forman la emulsión son pequeñas y de tamaño uniforme, es difícil que estas aumenten lo suficiente de tamaño, como para separarse por gravedad, lo que si ocurriría si existieran gotas grandes y pequeñas.

El tamaño de gota depende esencialmente del grado de agitación de la emulsión, si la emulsión se somete a un flujo a través de válvulas, bombas y otros equipos en superficie, se producirá una alta agitación y se disminuirá el tamaño de gota.

1.7.4 Viscosidad de la fase continua. La viscosidad cumple dos funciones principales. Primero, cuando se aumenta la viscosidad, se requiere más agitación para cortar gotas grandes en gotas pequeñas en la fase de crudo. Por consiguiente la cantidad de gotas que se deben retirar para cumplir con las especificaciones de corte de agua para el tratamiento de un determinado sistema aumenta a medida que crece la viscosidad. Segundo, al aumentar la viscosidad, la velocidad a la que se mueven las partículas de agua a través de la fase de aceite disminuye, resultando en una menor coalescencia y por consiguiente en un aumento en la dificultad del tratamiento.

Así mismo, cuando la viscosidad de un crudo se incrementa, la fricción encontrada por las gotas de agua moviéndose a través de la fase continua de crudo aumenta, lo que a su vez impide la separación de las fases de crudo y agua. Por consiguiente, entre más alta sea la viscosidad de crudo mayor será el tamaño de

la gota de agua dispersa. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.

Una alta viscosidad vuelve la emulsión más fuerte o dura e indica una lenta sedimentación, esta condición es cumplida por los crudos pesados.

1.7.5 Relación de volumen de fases. Es la razón entre el volumen de la fase dispersa y la fase continua. Al aumentar el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área de contacto de la interfase, esto causa reducción de la distancia que separa las gotas y por tanto la probabilidad de colisión de las mismas aumenta.

En la relación de volúmenes a mayor porcentaje de fase dispersa (agua) el tamaño de la gota aumenta exponencialmente y por ende disminuye su estabilidad; todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

1.7.6 Diferencia de densidades. La diferencia de densidades entre las fases de aceite y de agua es uno de los factores que determinan la velocidad con la que las gotas de agua se asientan a través de la fase de aceite, cuanto mayor sea la diferencia de densidad más rápido las gotas de agua saldrán de la fase de aceite.

Los crudos pesados (alta gravedad específica) tienden a mantener las gotas de agua en suspensión un tiempo mucho más prolongado que los crudos livianos, esto se debe a que los crudos pesados tiene un valor de densidad muy similar al del agua. La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Es decir, aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura, se logra incrementar la velocidad de sedimentación de las gotas de agua de la fase aceite y se acelera la coalescencia, por ende, será más fácil el tratamiento de la emulsión.

1.7.7 Temperatura. La temperatura afecta las propiedades físicas de aceite, agua, películas interfaciales, y solubilidades de tensoactivos en las fases de aceite y agua. Es correcto afirmar que el incremento de la temperatura causa una reducción en la viscosidad cinemática de un crudo, pero a esta afirmación hay que agregarle que este efecto es más notorio en crudos de altas viscosidades. Es por esto, que en el tratamiento de emulsiones, al aumentar la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales (asfáltenos, arcillas, etc.) y se disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión.

Una emulsión será más estable a menor temperatura, ya que así la viscosidad aumenta, y con ella la resistencia al movimiento de las gotas. Es por ello que se aplica calor en los sistemas de tratamiento.

1.7.8 Envejecimiento de la interfase. A medida que pasa el tiempo la emulsión se envejece, evidenciando un endurecimiento en su interfase, aumentando la adsorción de los surfactantes, ocasionando que la película alrededor de la gota sea gruesa, más fuerte y más dura.

Si un crudo emulsionado se almacena y no se trata, una cierta cantidad de agua precipitará por gravedad y otra parte se tendrá emulsionada.

A menos que alguna forma de tratamiento sea empleada para completar la ruptura total, habrá un porcentaje pequeño de agua en el crudo, aunque se prolongue el tiempo de sedimentación; este pequeño porcentaje de agua tiende a estabilizar la emulsión. Esto explica el por qué algunas emulsiones se hacen más estables y más difíciles de tratar después que han envejecido; es decir, con el paso del tiempo, una porción de agua precipita y el porcentaje más pequeño que permanece en el petróleo hace a esa porción de la producción total más difícil de tratar.

1.7.9 Agitación. El tipo y severidad de la agitación aplicada a una mezcla de crudo y agua, determina el tamaño de las gotas de agua dispersas en la fase continua de crudo.

Entre mayor sea la turbulencia y la acción de corte en un sistema de producción, más pequeñas serán las gotas de agua y mayor será el grado de estabilización de la emulsión y más difícil será su tratamiento.

1.7.10 pH. El pH del agua es una influencia fuerte en la estabilidad de la emulsión. La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones directas (w/o).

El pH del agua afecta la rigidez de las películas interfaciales, se tiene conocimiento de que las películas interfaciales formadas por asfaltenos son más fuertes en los ácidos (pH bajo) y progresivamente se vuelven más débiles cuando aumenta el pH. Las películas formadas por resinas son más fuertes en medios básicos y más débiles en medio ácidos.

El pH también influye en el tipo de emulsión formada, teniendo que valores de pH bajos generalmente producen emulsiones de agua en aceite (w/o), mientras que con valores de pH básico (>7) produce emulsiones de aceite en agua (o/w).

1.7.11 Salinidad del agua. La salinidad del agua es una medida de la cantidad de sólidos disueltos en la fase agua. Si la salinidad del agua se incrementa, la densidad del agua aumenta, lo cual a su vez incrementa el diferencial de densidades entre el agua y el aceite produciendo una separación de las fases agua y aceite. Pequeñas cantidades de sal en la fase agua disminuirá apreciablemente la tensión interfacial, favoreciendo la estabilidad de las emulsiones.

1.7.12 Tipo de aceite. Los crudos con aceite de base parafínica, usualmente, no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta si lo hacen. El tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales.

1.7.13 Agente emulsificante. El agente emulsificante es probablemente el factor determinativo de la estabilidad de las emulsiones. Sin un agente emulsificante, la formación de una emulsión sería imposible. No hay duda de que hay diferencia considerable, entre las potencias de estos agentes para afectar la estabilidad de las emulsiones, pero no parece haber una lista de estos agentes en el orden de sus efectos estabilizantes.

Los factores anteriores determinan la estabilidad de las emulsiones. Algunas emulsiones estables pueden tomar semanas o meses para separarse exclusivamente en un tanque sin tratar. Mientras que algunas emulsiones inestables pueden separar las fases del crudo (relativamente limpio) y agua en solo unos minutos.

1.8 CRUDOS PESADOS

El crudo pesado es un tipo de hidrocarburo denso y viscoso el cual no fluye con facilidad. Se considera como un crudo pesado a todo aquel que tiene una gravedad menor a 22,3 y hasta 10 grados API* el cual corresponde a la densidad del agua.

Los crudos pesados a menudo son el resultado de la oxidación bacteriana de los crudos convencionales como consecuencia son bajos en fracciones livianas y

* API; (American Petroleum Institute), Instituto americano del petróleo. Clasificación realizada de acuerdo al departamento de energía de los estados unidos de Norteamérica.

tienen altos contenidos de asfáltenos y resinas, a su vez contienen altos niveles de azufre, oxígeno y metales, existiendo naturalmente un cambio en la composición química cualitativa, incluyendo marcadas disminuciones o completa desaparición de cierta familia de hidrocarburos, en estos casos cadenas lineales parafínicas.

1.8.1 Clasificación de los crudo pesado según su base⁶. Los crudos pesados se pueden clasificar dependiendo de las cantidades relativas de hidrocarburos que contengan, así:

Crudos parafínicos: cuando los hidrocarburos parafínicos están en cantidades mayores del 75 %. Son crudos con alto contenido de cera y un relativamente bajo contenido de asfaltenos en el residuo. Son inoloros y de colores claros (verdes, anaranjados, rojizos, etc.). Dan un alto rendimiento de productos livianos (gasolinas, disolventes y querosenes) y aceites lubricantes de buena calidad. El costo de refinamiento de los productos es relativamente bajo, carecen de contaminantes y de hidrocarburos indeseables. Su fórmula general es: C_nH_{2n+2}

Crudos nafténicos o asfálticos: Cuando los hidrocarburos ciclo-parafínicos están en cantidades mayores del 75%. Son crudos con pequeñas cantidades de cera y alto contenido de asfalto en el residuo. Son viscosos, de olor desagradable y de color negro. El costo de refinamiento de los productos es alto, debido a la presencia de contaminantes a veces en cantidades apreciables, que deben eliminarse a través de procesos muy costosos. El precio promedio, es inferior al de los parafínicos, dependiendo en todo caso del valor de su gravedad API y grado de contaminación. Su fórmula general es: C_nH_{2n}

⁶ CRISTANCHO VELASCO, Diana Marcela y HOYOS ROMÁN, Jorge Mario. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del campo colorado. Trabajo de grado Ingenieros de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. 2008. Capítulo 2, p. 32-34.

Crudos aromáticos: Cuando el contenido de hidrocarburos bencénico es mayor del 50%. Es un crudo con alto contenido de aromáticos. Son viscosos, de color oscuro, olor un poco alquitranado, presentan fluorescencia muy marcada cuando se exponen a la luz ultravioleta. Por lo general están contaminados en cantidades apreciables por compuestos orgánicos e inorgánicos. El costo de refinamiento de los productos de este tipo de crudos es alto, debido a la presencia de contaminantes sobre todo sulfurados y oxidados. Su fórmula general es: C_nH_{2n-6}

1.8.2 Características del crudo pesado. Algunas de las propiedades características de los crudos pesados son:

- Baja gravedad API: menor a 22,3 y hasta 10 grados API.
- Alta viscosidad: de 500 a 1.500 SUS* (entre 1.200 y 95.000 centipoise), la cual es atribuida principalmente a la superposición de los asfaltenos presentes.
- Alto punto de fluidez (pour point): 80 °F – 100 °F.
- Alto contenido de metales pesados como níquel y vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Baja relación gas-aceite (GOR).
- Producción de arena.
- Alto contenido de salinidad.

- **Densidad gravedad específica.** La densidad se define como la razón entre la masa de una unidad de volumen de crudo una determinada presión y temperatura, mientras que la gravedad específica o densidad relativa se define como la razón entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, medidas a 60 °F y a 1 atm de presión.

* SUS; Viscosidad Universal Saybolt, que representa el tiempo en segundos para que un volumen de fluido de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante.

La gravedad específica representa un número adimensional que relaciona las densidades de los fluidos a 60°F (condiciones estándar).

Aunque la densidad y gravedad específica son variables comúnmente utilizadas, la gravedad API es la escala preferida para referirse a la densidad del crudo relativa al agua.

$$API = \frac{141,5}{SG} - 131,5 \quad \text{E.c. 1.1}$$

Dónde:

SG: Gravedad específica del aceite.

- **Viscosidad.** La viscosidad de un líquido es una medida de la fricción interna o de la resistencia al flujo, es decir, es la disposición a fluir cuando actúe sobre él una fuerza externa. Es una propiedad afectada por la temperatura, la presión y la velocidad de deformación ejercida sobre el fluido, siendo la temperatura la de mayor influencia para el caso de los líquidos.

La viscosidad se clasifica en:⁷

Viscosidad Absoluta (Dinámica)

Es la medida de la resistencia de un fluido al esfuerzo de corte o a la deformación angular. Las fuerzas de fricción de un fluido resultan del intercambio de cohesión y momentum entre las moléculas del fluido. Se reporta normalmente en unidades de centipoises (cP).

⁷ CASTAÑEDA MONTENEGRO, Lady Zamira. Evaluación conceptual de alternativas para el transporte por oleoducto de crudos pesados producidos en los llanos orientales. Trabajo de Monografía Especialista en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. 2014. Capítulo 1, p. 19.

Viscosidad Cinemática

Está definida como el cociente de la viscosidad absoluta y la gravedad específica del fluido a la temperatura en la cual la viscosidad es medida. Se reporta normalmente en unidades de centistokes (cSt).

- **Punto de fluidez.** Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir cuando es sometido a enfriamiento. Es un indicador de parafinas y aromáticos del crudo, un punto de fluidez más bajo corresponde a un mínimo contenido de parafinas y a un máximo contenido en aromáticos.

- **Calor específico.** Es la cantidad de calor necesaria para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de una sustancia. El calor específico en estado líquido es una función lineal de la temperatura, excepto para los hidrocarburos ligeros (C5-). Depende de la densidad y de la naturaleza química de los hidrocarburos existentes en las fracciones. Las unidades son (BTU/Lb°F).

- **Presión de vapor Reid.** La medida de la presión de vapor y del punto de inflamación de los crudos permite inferir el contenido de hidrocarburos ligeros y la volatilidad. Existen normas de seguridad que reglamentan el almacenamiento de crudos y productos petrolíferos en función de su punto de inflamación, que está directamente ligado con la presión de vapor. Se admite generalmente que los crudos con una presión de vapor superior a 0,2 bar (2,9 psi) a 37,8 °C tienen un punto de inflamación inferior a 20°C.

- **Contenido de Azufre.** Casi todo los crudos conocidos contienen azufre, los crudos parafínicos contienen menos azufre que los nafténicos y aromáticos. El contenido de azufre define a los crudos ya sea como “dulces” (“sweet”) si estos tienen un contenido de 0,5% en peso o menos y “ácido” (“sour”) si el contenido es mayor al 1,0%. Un alto contenido de azufre hace disminuir el valor comercial del crudo.

- **GOR.** (Gas/Oil Ratio) Es la relación del gas producido y el crudo producido, ambos medidos a condiciones estándar (60°F y 14,7psi), disminuye uniformemente al aumentar la producción acumulativa, hasta que la saturación de gas libre alcanza el valor crítico. A medida que aumenta la saturación de gas, la relación gas-aceite (GOR) aumenta.

- **BSW.** (Basic Sediment and Water) Cantidad de agua en emulsión y sedimentos (limo, arena) que se encuentran asociados con el crudo. Un alto valor de BSW causa problemas en el tratamiento de crudos elevando los costos.

- **Salinidad.** La salinidad del crudo es un dato importante para determinar el tratamiento a seguir, con el fin de poder entregarlo a refinería en las condiciones requeridas (entre 15-20 Lb de sal/1.000 bbls).

1.8.3 Requerimientos de calidad del crudo pesado. El crudo debe cumplir unas especificaciones de calidad para que tenga valor en los procesos de transporte y refinación, en la figura 4 se observa las especificaciones y método de ensayo que debe cumplir para ser transportado por un oleoducto:

Cuadro 1. Requerimientos mínimos de calidad del crudo pesado para el transporte por oleoducto.

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DEL PARÁMETRO	MÉTODO DE ENSAYO
Agua y Sedimento	Máximo 0,8% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Gravedad API a 60 °F	Igual o Superior a 18 grados API pero inferior a 21.1 grados API.	ASTM - D1298
Viscosidad a la Temperatura de referencia	Máximo 300 cSt a 30°C	ASTM D445
Presión de Vapor REID	Máximo 9 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapour Pressure	ASTM D323
Temperatura de Recibo	Máximo 105 °F	
Contenido de Sal	Máximo 20 PTB	ASTM D 3230
Punto de Fluidez	≤ 6°C	ASTM D93
Contenido de Azufre	Menor o igual a 2% en peso	ASTM D4294 Espectrometría de Fluorescencia
TAN (Número de Acidez Total)	Menor o igual a 0.8 mgKOH/g	ASTM D664

Fuente: OLEODUCTO CENTRAL S.A. Requerimientos mínimos de calidad del crudo [En línea]. [Consulta: 17 agosto 2016] Disponible en: <https://bto.ocensa.com.co/bto/Paginas/REQUERIMIENTOS-MINIMOS-DE-CALIDAD-DEL-CRUDO.aspx>

2. EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL COMPORTAMIENTO TERMICO DE LAS EMULSIONES⁸

La temperatura es uno de los parámetros que afectan en gran medida la viscosidad y con ello la estabilidad de una emulsión agua-crudo pesado. La viscosidad de un crudo decrece con el aumento en la temperatura, debido al incremento de la velocidad de las moléculas y por ende, a la disminución de su fuerza de cohesión y disminución de la resistencia molecular.

La viscosidad del aceite en la fase continua es reducida al aplicar calor, generando un aumento en la velocidad de sedimentación o asentamiento de las gotas de agua. El aumento de la temperatura también da lugar a la desestabilización de las películas rígidas debido a la reducción de la viscosidad interfacial del aceite, este efecto se aprecia mejor en crudos pesados.

Agregar calor a la corriente de entrada agua-aceite es el método tradicional para la separación de fases, ya que el calor ayuda al rompimiento de la emulsión incrementando la temperatura de los dos fluidos inmiscibles, permitiendo la coalescencia de las gotas de agua.

Además, la frecuencia de la coalescencia de las gotitas de agua se incrementa debido a que aumenta la energía térmica de las gotas. En otras palabras, el calor acelera la ruptura de la emulsión.

En efecto, cualquier emulsión podrá ser rota por la aplicación del calor a una temperatura igual al punto de ebullición del agua, cuando esa temperatura es

⁸ ARNOLD, Kenneth y STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of oil – Handling systems and facilities. 3 ed. Houston: Elsevier. 2008. Capítulo 7, p. 403-410.

alcanzada, las gotas de agua se gasifican y rompen sus películas protectoras. La eficiencia de separación aumenta cuando el calor es usado en unión de agentes emulsificantes.

Las pruebas de laboratorio para un aceite en particular a varias temperaturas es el método más seguro de determinar cómo el calor afecta las propiedades del aceite. Los análisis de este tipo generalmente se basan en la medición del tiempo que le toma a un volumen de líquido fluir a través de un orificio de diámetro conocido.

En ausencia de datos de laboratorio existen correlaciones que dan la gravedad específica del aceite, relacionadas con viscosidad y temperatura. Una ecuación de estas fue desarrollada por Beggs y Robinson después de haber observado el comportamiento de 460 sistemas de aceite.

$$\mu_o = 10^X - 1 \quad \text{Ec.2.1}$$

Dónde:

$$X = 10^{(3,03024 - 0,02023G) * (T)^{-1,163}}$$

Tenemos que:

μ_o : viscosidad del aceite (centipoises, cp)

T: temperatura del aceite en °F

G: gravedad específica del aceite, °API

Esta correlación empírica fue determinada empleando crudos con un rango de gravedad API entre 16 y 50 grados y temperaturas entre 70 y 295 °F.

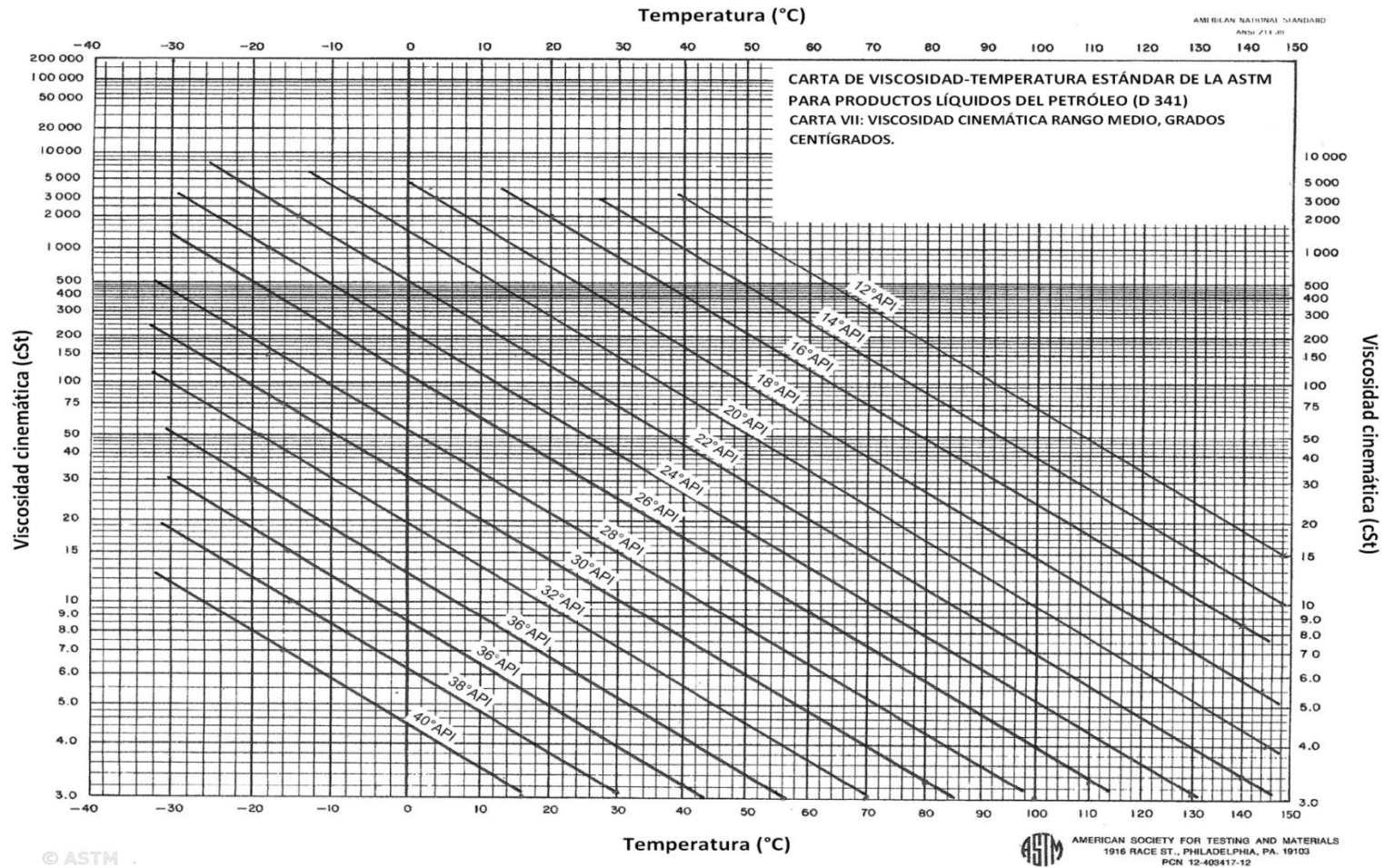
Al detallar un poco mejor las ecuaciones podemos observar que la viscosidad de un crudo está ligada íntimamente a su gravedad y a la temperatura, al incrementar

la temperatura se disminuye la viscosidad de los crudos en una relación exponencial.

El efecto de la temperatura en crudos con altas viscosidades (crudos pesados), se ve más acentuado como se indica en la figura 4, a la vez que un cambio de temperatura en un crudo pesado trae consigo un cambio de viscosidad según la ecuación 2.1 más grande que con un crudo liviano.

Como regla general, para un crudo de gravedad superior a 30° API, la viscosidad es tan baja que normalmente puede ser difícil encontrar información en archivos con respecto a la viscosidad específica del crudo. Para crudos entre 30 y 11 grados API, la variación de la viscosidad se hace cada vez más importante para la separación agua-aceite, hasta tal punto que en algunos casos, cuando se efectúa el tratamiento para separar las dos fases, es necesario reducir la viscosidad, ya sea mediante un diluyente (como la nafta), o mediante la adición de calor. El uso de diluyente no es usual para crudos por debajo de 14 grados API.

Figura 4. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad para diferentes crudos.

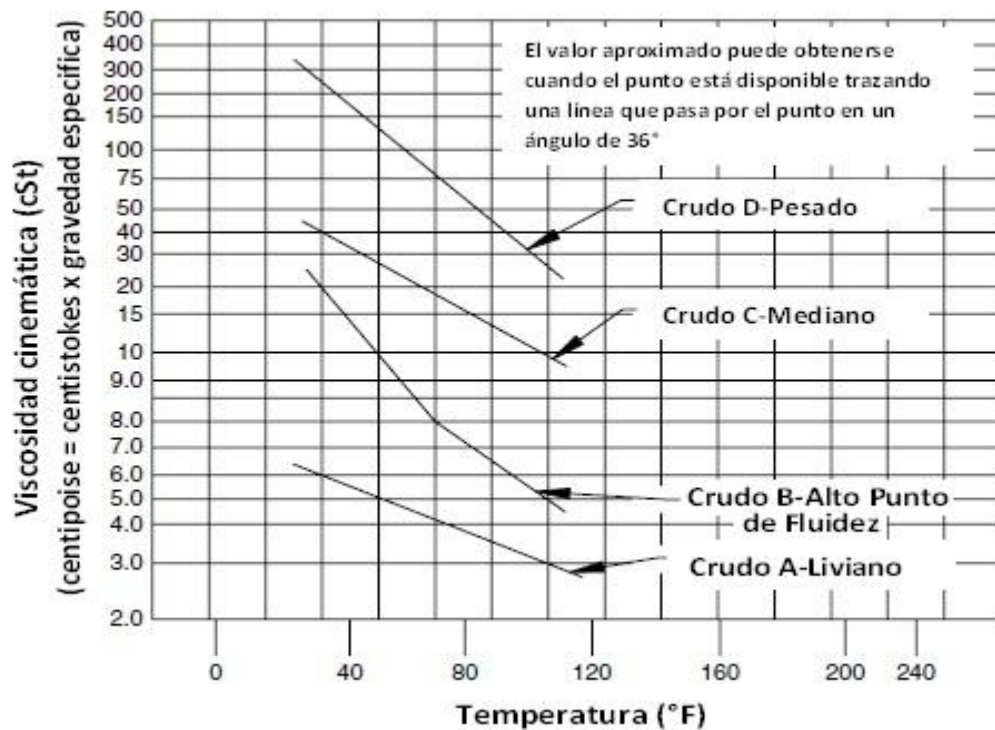


Fuente: WARREN, Kenneth W. Natco Group Inc. Petroleum Engineering Handbook, Vol. 3. SPE. 2006. Capítulo 3, p. 67. Modificada.

Normalmente, la temperatura de tratamiento para crudos oscila desde los 100 °F (37,8°C) hasta los 160 °F (71,1°C), en el caso del crudo pesado la temperatura puede ser tan alta como los 300 °F (148,9°C).

La figura 5 puede usarse para estimar viscosidades del crudo. Sin embargo, hay que tener presente que la viscosidad no depende estrictamente de la gravedad API sino que también depende de la composición. Por tal motivo, dos crudos con igual API pueden tener valores de viscosidad diferentes para la misma temperatura.

Figura 5. Viscosidad vs temperatura para estimar la gravedad específica.

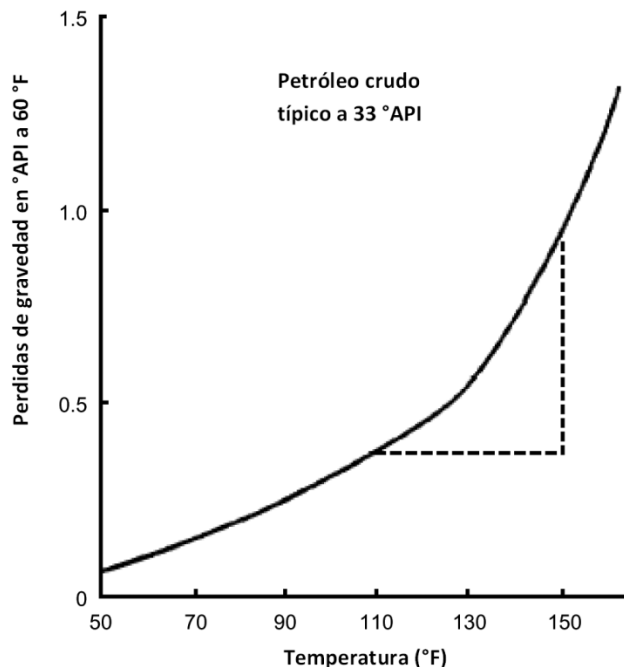


Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil - Handling systems and facilities, 3ra edición, Volumen 1. 2008. Capítulo 7, p. 405. Modificada.

El aumento de la temperatura tiene algunos efectos negativos en el tratamiento térmico de emulsiones:

- En primer lugar, los costos relacionados al combustible requerido para el calentamiento de la corriente de emulsión. Así, mientras necesitemos calor para tratar un crudo adecuadamente, consideremos utilizar la menor cantidad posible.
- En segundo lugar, Agregar calor puede causar una significativa pérdida de los hidrocarburos volátiles y por consiguiente una reducción de la gravedad API (figura 6) y de volumen del aceite tratado (figura 7). Las moléculas que salen del aceite pueden escaparse o se pueden comprimir y venderse con el gas; aún si estas moléculas que se venden con el gas, representan una pérdida neta de la entrada realizada por convertir volumen de líquido a gas.
- Finalmente, el aumento de la temperatura conduce a un aumento de la tendencia hacia la deposición de incrustaciones y un mayor potencial de corrosión en los recipientes de tratamiento.

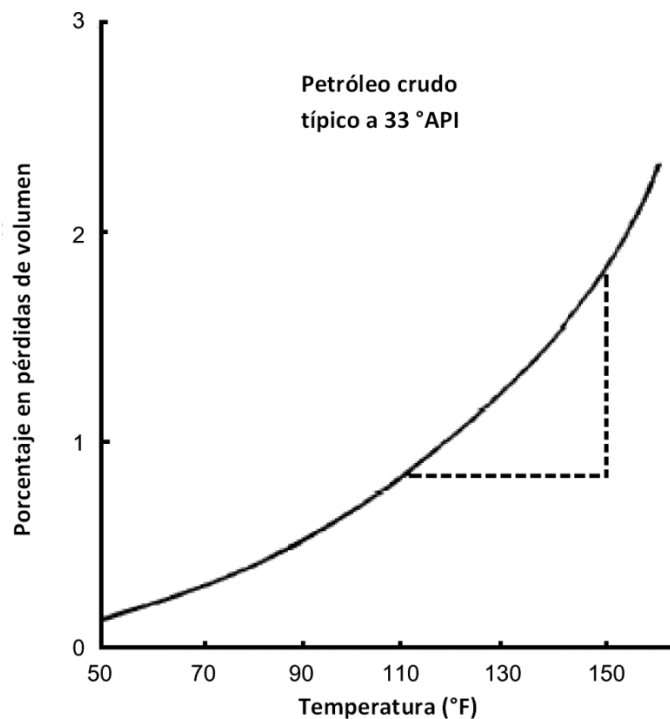
Figura 6. Pérdida de gravedad API en función de la temperatura.



Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil - Handling systems and facilities, 3ra edición, Volumen 1. 2008. Capítulo 7, p. 407. Modificada.

El aumento de la temperatura a la que se hace el tratamiento tiene la desventaja de convertir el petróleo crudo que se recupera en el tanque de almacenamiento más pesado, y por lo tanto, disminuye su valor comercial. Debido a que los componentes livianos se evaporan, el resto de líquido queda con una gravedad API menor. La figura 6 Muestra la perdida de gravedad API para un petróleo crudo típico.

Figura 7. Efecto de la temperatura en la pérdida de volumen de un crudo.

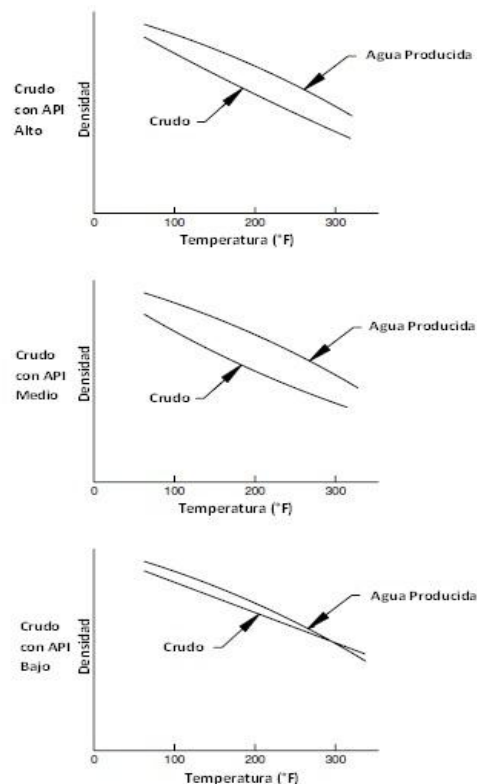


Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil - Handling systems and facilities, 3ra edición, Volumen 1. 2008. Capítulo 7, p. 406. Modificada.

En la figura 7 se observa una reducción de la temperatura cercana a los 30 (°F) para un crudo de 33 grados API, al disminuir la temperatura de 150 a 120 (°F) y en consecuencia una reducción del volumen perdido por encogimiento de 2 a 1% con respecto al volumen original.

Al relacionar la figura 6 y la pequeña diferencia de densidad que hay entre el agua y los crudos pesados se puede llegar a la conclusión que al aumentar la temperatura en ciertos crudos pesados se puede invertir el orden de sedimentación en los equipos de tratamiento, lo que presentaría un serio problema para el tratamiento de las emulsiones, este fenómeno se puede observar en la figura 8, donde se muestra la diferencia de densidades entre el agua y crudos de diferentes gravedades API, para un rango determinado de temperaturas a la presión de operación del tratador. Se puede observar el aumento de la gravedad API del crudo por perdida de componentes livianos hasta que alcanza ser más denso que el agua.

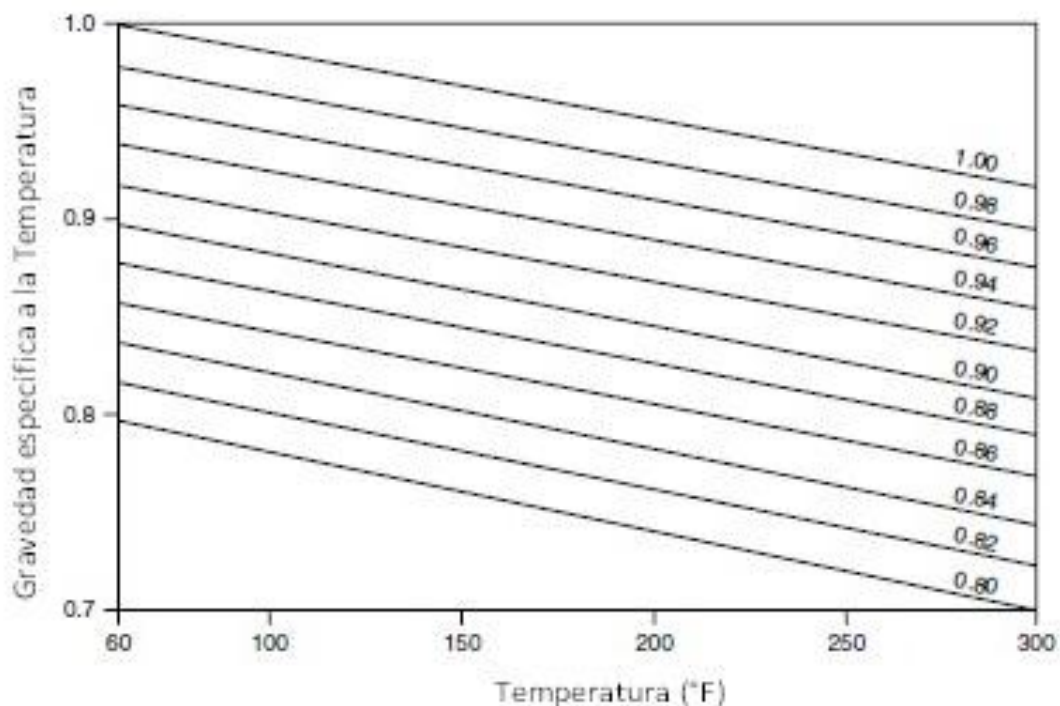
Figura 8. Relación de la densidad y la temperatura para crudos de alto, medio y bajo API.



Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil - Handling systems and facilities, 3ra edición, Volumen 1. 2008. Capítulo 7, p. 408. Modificada.

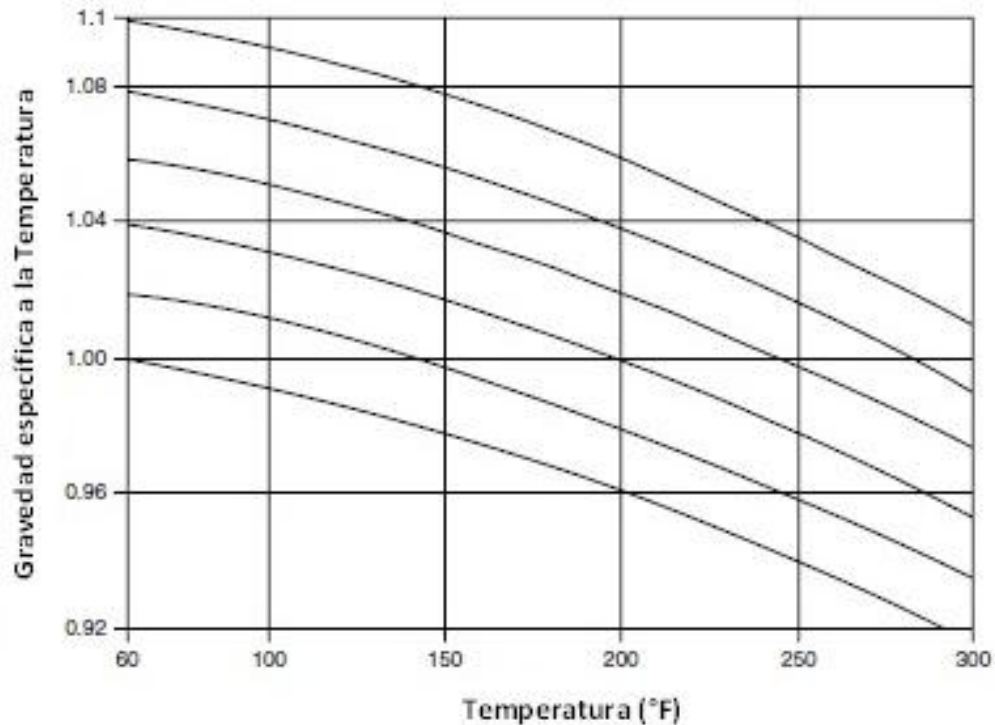
En muchos casos, si la temperatura de tratamiento es inferior a 200 °F (93,3 °C), la diferencia entre las gravedades específicas (ΔSG) del aceite y del agua es constante y por lo tanto se puede despreciar. La variación de la gravedad específica del aceite con la temperatura es aproximadamente como se muestra en la figura 9. La gravedad específica del agua se da en la figura 10.

Figura 9. Variación de la gravedad específica de fracciones de petróleo con la temperatura. (Adaptación del manual de datos de ingeniería de la GPSA).



Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil - Handling systems and facilities, 3ra edición, Volumen 1. 2008. Capítulo 7, p. 409. Modificada.

Figura 10. Variación de la gravedad específica del agua con la temperatura.



Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil - Handling systems and facilities, 3ra edición, Volumen 1. 2008. Capítulo 7, p. 409. Modificada.

La entrada de calor y por tanto la cantidad de combustible requerido para el tratamiento depende de la elevación de la temperatura, la cantidad de agua en el aceite, y la tasa de flujo. Debido a que el calentamiento de un volumen dado de agua requiere aproximadamente el doble de la energía necesaria para calentar el mismo volumen de aceite, es beneficioso separar el agua libre de la emulsión a tratar.

Suponiendo que el agua libre ha sido separada de la emulsión y el remanente es menor del 10% y asumiendo que el tratador está aislado para minimizar las pérdidas de calor, el calor requerido puede ser determinado por la ecuación 2.2:

$$q = 16 \cdot Q_o \cdot \Delta T \cdot (0,5 \cdot SGO + 0,1) \quad \text{Ec.2.2}$$

Dónde:

16= Constante, (BTU/h * 1/BPD*1/°F)

q: Calor que entra, (BTU/hora)

Qo: Tasa de flujo de aceite, (BPD)

Δt : Incremento en temperatura, (°F)

SGo: Gravedad específica del aceite.

Con la adición de calor puede removerse hasta un 95% del agua presente en el aceite. La remoción del agua residual es mucho más difícil y deben usarse medios, tales como el campo eléctrico y otros.

Si se hace con prudencia, el calentamiento de una emulsión puede beneficiar en gran medida la separación del agua. Sin embargo, si puede obtenerse una tasa satisfactoria de remoción de agua a la temperatura mínima en un proceso, no hay razón para asumir los gastos económicos asociados con la adicción de calor innecesario.

3. CALENTADORES

Los calentadores son recipientes usados para elevar la temperatura del líquido antes de entrar al gunbarrel, al tanque de lavado o a los tratadores horizontales.⁹ Se usan para tratar las emulsiones de crudo pesado.

Estos equipos son utilizados en las estaciones de descarga, y en sistemas que requieren que la emulsión sea calentada a través de:

- Inyección de vapor o aire caliente comprimido.
- Hornos u otro tipo de caldera.
- Intercambiadores de calor de forma indirecta.
- Una capa de agua caliente.

Otras funciones de los calentadores es evitar sobrecargas en las tuberías, ahorrar energía de procesamiento y cumplir con los requisitos de contenido máximo de agua en el crudo.

3.1 FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DE LOS CALENTADORES¹⁰

Cuando el volumen de crudo que debe ser sometido a tratamiento es relativamente pequeño y la instalación de una planta central no está justificada debido a los altos costos de inversión y poca obtención en la producción asociada a dicha planta, se usa calentadores en cada una de las estaciones de flujo.

⁹ ARNOLD, Kenneth y STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of oil – Handling systems and facilities. 3 ed. Houston: Elsevier. 2008. Capítulo 7, p. 360.

¹⁰ SILVA SÁNCHEZ, Juan Armando. Diseño Conceptual De Equipos Para El Tratamiento De Crudos Y Aguas Efluentes. Tesis de Maestría en Ingeniería de Petróleo. Maracaibo: Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. 2005. Capítulo 2, p. 91 – 93.

En estos equipos la emulsión debe pasar a través de un termocambiador, luego entra por la parte superior del aparato en donde el gas que contenga pasa por el extractor para retirar cualquier líquido y finalmente ser enviado al separador de baja presión, donde es utilizado como combustible o es venteado a la atmosfera de lo contrario es recolectado en caso de que exista el sistema de recolección y las facilidades de superficie para realizar dicho proceso.

Una vez desprendido el gas, la emulsión continua hacia abajo del equipo. El agua empieza a desprenderse y cae al fondo rápidamente, pero la emulsión, por ser más liviana, se demora en su viaje hacia el fondo y empieza a calentarse. Al acercarse al fondo pasa a la cámara de tratamiento a través de una placa esparcidora, la cual dispersa la emulsión. En la cámara de tratamiento se calienta hasta que se obtiene la separación final del agua.

El petróleo limpio y la emulsión sobrante continúan hacia arriba atravesando toda la cámara de agua caliente, en donde al llegar a la parte más alta de la cámara de tratamiento, el crudo limpio sale por un dispositivo especial y es enviado al tanque de almacenamiento.

El agua sale por un vertedero, el cual puede ser ajustado para mantener una altura correcta en la cámara de agua caliente y así obtener las mejores condiciones de tratamiento.

Estos equipos se diseñan y fabrican en varios tamaños, pero el tipo más comúnmente usado tiene 3 metros de diámetro y 9 metros de altura, con una capacidad de 900 a 3.500 barriles por día, dependiendo de la emulsión. La presión de operación varía entre los 25, 50 y 100 psi.

3.2 TIPOS DE CALENTADORES

Hay dos tipos de calentadores comúnmente usados en las operaciones de upstream*:

- los calentadores de fuego directo y
- los calentadores de fuego indirecto.

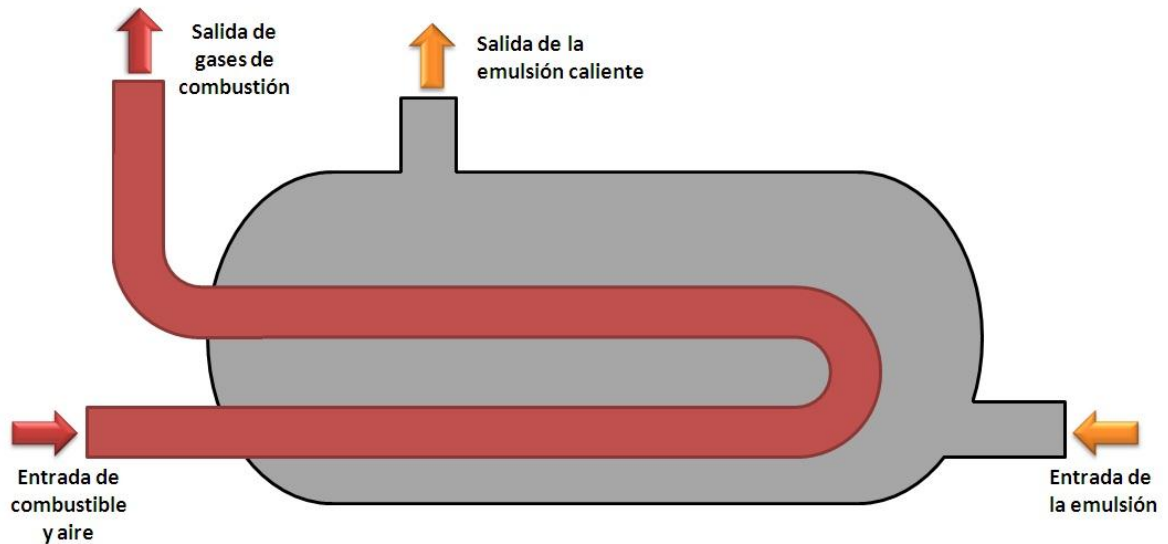
Ambos tipos tienen una carcasa y un tubo de fuego. El tubo de fuego tiene internamente una llama causada por la mezcla de aire y gas natural, y es encendido por un piloto. La superficie externa del tubo de fuego calienta el baño de líquido en el que se encuentra sumergido.

Los calentadores indirectos tienen un elemento adicional, el cual es el serpentín (coil) del flujo de proceso. Los calentadores tienen accesorios estándar como quemadores, reguladores, válvulas de alivio, termómetros, controladores de temperatura, etcétera.

3.2.1 Calentadores de fuego directo. En este tipo de calentadores el calor se transfiere por contacto directo entre la corriente alimentada de fluido y la superficie interna del calentador (cámara de fuego), (ver figura 11). Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos.

* Upstream; (corriente aguas arriba), actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo.

Figura 11. Calentador de fuego directo.



Fuente: MONTES Páez, Erik Giovanni. Tesis. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Universidad Industrial de Santander. Capítulo 2, p. 50.

El crudo deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los mecanismos de transferencia de calor de los gases de combustión calientes en los calentadores a fuego directo, son por radiación y por convección.

Un calentador que solamente tiene sección de radiación, usualmente tiene una eficiencia entre 40 y 60 % (con base en el poder calorífico bajo del combustible). Esta eficiencia puede ser incrementada aprovechando los gases calientes en la chimenea, mediante la instalación de una sección de convección. Cuando hay sección de convección, la eficiencia del calentador puede estar entre 75 y 90 %.

La selección de la eficiencia depende de un balance económico entre la inversión inicial en el calentador, la cual incrementa con la eficiencia, y el costo del gas combustible. Los calentadores directos cuando operan bajo condiciones apropiadas son los más eficientes en términos de barriles de emulsión tratados a

una determinada temperatura por unidad de volumen de combustible quemado que los calentadores indirectos; aunque se pueden presentar problemas de sedimentos y corrosión.¹¹

Sus puntos negativos apuntan a la seguridad. Es importante controlar la integridad de la cámara, la presencia de incrustaciones en el exterior de la cámara de fuego, los restos de residuos sólidos de combustión en el interior (ya que pueden llegar a obstruir la tubería), el nivel de fluido dentro del recipiente (si se alcanza un nivel bajo es posible que la cámara de fuego sufra deterioro), etc. Para todo esto es preciso utilizar sistemas de instrumentación como sensores de presión, temperatura y nivel de flujo.

En la industria del petróleo se usan cuatro tipos de calentadores directos, los cuales son:¹²

- **Calentadores de tipo tubular.** Este tipo de calentadores está construido de manera similar al de una torre de refinería. Son tubos rectos que cargan el líquido a calentarse, están suspendidos dentro de una cámara de fuego y conectados entre sí por medio de codos de 180°.

El diámetro de los tubos que se instalan puede variar entre 2 y 4 pulgadas.

Los calentadores tubulares Son recomendados cuando el flujo es continuo, las presiones son bajas, y cuando el crudo y el agua que se producen tienen poca tendencia a depositarse en incrustaciones al calentarse. Tienen un rango de

¹¹ MARFISI, Shirley y SALAGER, Jean Louis. Deshidratación de crudo - principios y tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP. Laboratorio de Formulación, Interfaces, Reología y Procesos FIRP. Mérida: Universidad de los Andes. 2004. Capítulo 4, p. 28.

¹² SILVA SÁNCHEZ, Juan Armando. Diseño Conceptual De Equipos Para El Tratamiento De Crudos Y Aguas Efluentes. Tesis de Maestría en Ingeniería de Petróleo. Maracaibo: Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. 2005. Capítulo 2, p. 94 - 95.

capacidades tan altos como 5.000 Bbls/día de emulsión calentadas a través de una elevación de temperatura de 100 °F.

- **Calentadores de flujo de tipo camisa.** Este tipo de calentadores puede construirse ya sea en forma vertical u horizontal, ambas formas son muy similares y consisten en un casco cilíndrico con un largo tubo central, el cual está rodeado por el fluido y sirve como cámara de fuego. El fluido entra cerca del fondo del calentador, y es calentado por el tubo central y se descarga a la salida situada cerca del fondo del calentador. Es recomendado para cargas liviana donde el fluido no es corrosivo y no está muy cargado de sedimentos y desperdicio. El rango de capacidades para modelos estándares es de 500 Bbls/día calentados a través de una elevación de temperatura de 100 °F.

- **Calentadores de tipo Caja de Fuego Interno a Fogón.** Estos calentadores son generalmente un recipiente a prueba de presión y es diseñado en forma horizontal, con una caja de fuego que pueda ser removida, y construida de tal manera que el fuego va dentro del calentador y los gases calientes puedan regresar a través de un tubo, ubicando la salida del calor en la misma parte del mechero. La emulsión entra al calentador a través de una línea de distribución situada por debajo de la caja de fuego y sale por la parte superior del recipiente.

Este tipo de calentador debe ser usado solo cuando el líquido no es muy corrosivo y el flujo es más o menos constante. Tienen un rango de capacidades alrededor de 2.000 Bbls/día de emulsión calentados a través de una elevación de temperatura de 100 °F.

- **Calentadores de volumen o tipo Jugo.** Es muy parecido al de tipo caja de fuego exceptuando que el recipiente tiene mayor altura, ya que en operaciones normales este exceso de altura es llenado con agua caliente. La emulsión entra al

calentador a través del distribuidor, por debajo de la caja de fuego interno y pasa subiendo hasta la salida colocada en la parte superior del equipo.

Durante el paso a través del calentador, la emulsión es lavada por un baño de agua caliente, el cual ayuda al rompimiento de la emulsión. A medida que el agua se rompe en la emulsión, es, llevada hacia la salida del equipo y transportada a un tanque de sedimentación.

El calentador puede usarse en áreas donde la corrosión es moderada y donde los agentes corrosivos se encuentra en el petróleo y no en el agua, puede usarse en flujo constante o intermitente, tienen un rango de capacidades de 2.500 Bbls/día de emulsión calentados a través de una elevación de temperatura de 100 °F.

3.2.2 Calentadores de fuego indirecto.¹³ Los calentadores indirectos están constituidos por tres partes principales:

- Cuerpo.
- Caja de fuego.
- Conjunto de tubos.

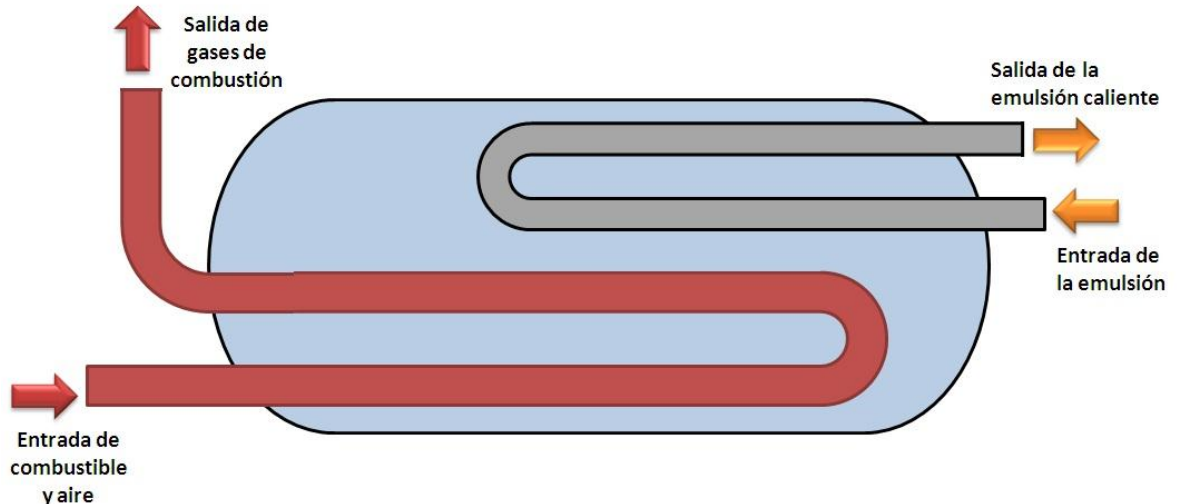
En estas unidades el proceso de transferencia de calor se lleva a cabo mediante un baño de agua caliente en el cual se encuentra sumergida la línea que transporta la emulsión, disminuyendo así el riesgo de explosión. Este factor de seguridad conlleva a pérdidas de energía, lo cual provoca porcentajes de eficiencia más bajos de los equipos.

¹³ MEDINA CÁCERES, Diego Fernando y RAMIREZ BELTRÁN, Libardo Alexander. Metodología para la selección, diseño y seguimiento del funcionamiento de equipos de tratamiento térmico de emulsiones de crudo y agua. Trabajo de grado Ingenieros de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. 2012. Capítulo 2, p. 43 - 44.

El agua en que se encuentran sumergidos los tubos conductores (de fuego y de la emulsión) actúa como conductor de calor. Es posible mantener una temperatura constante durante largos periodos de tiempo y son utilizados en sitios que permitan recuperar calor.

En la figura 12 se muestra el esquema típico de un calentador indirecto con su disposición física, entrada y salida de la emulsión así como los gases de la combustión.

Figura 12. Calentador de Fuego Indirecto.



Fuente: MONTES Páez, Erik Giovanni. Tesis. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Universidad Industrial de Santander. Capítulo 2, p. 51.

Es propio de este tipo de calentadores que tengan un frecuente seguimiento a las consecuencias del calentamiento del agua como depositación de carbonatos y otras sales, así como la precipitación de los iones disueltos.

Una de sus desventajas es en el arranque o después de estar inactivo durante un periodo de tiempo, ya que necesita grandes cantidades de calor para llegar a la temperatura deseada.

Como parte del aprovechamiento de los recursos obtenidos en un campo, se puede utilizar como fluido de calentamiento el vapor que genere una caldera, y de esta manera se evita la construcción del tubo de fuego procurando que el vapor fluya por el interior de la carcasa del calentador, rodeando la tubería conductora de la emulsión.

Tienen un rango de capacidades de hasta 2.000 Bbls/día de emulsión calentados a través de una elevación de temperatura de 100 °F.

3.3 SELECCIÓN DEL TIPO DE CALENTAMIENTO.

En general la cantidad de agua libre en la emulsión de crudo será un factor determinante en la escogencia del método a utilizar. Si el agua libre encontrada es del 1-2% se usara un calentador indirecto. Si el contenido de agua libre es suficiente para mantener un nivel alrededor del tubo de fuego, entonces se utilizara un calentador directo.

3.4 VARIABLES OPERACIONALES DE LOS CALENTADORES.¹⁴

El equipo comúnmente utilizado para el tratamiento de emulsiones en crudos pesados es el calentador, ya que como se mencionó en el capítulo 2 la viscosidad en los crudos pesados es una variable muy sensible a los cambios de temperatura, esto implica una disminución significativa de la viscosidad del crudo, facilitando así la separación de las gotas de agua dispersas en el crudo. Las

¹⁴ CIFUENTES BERMUDEZ, Ivan Darío y SANABRIA PATIÑO, Johana Carolina. Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejo de crudos pesados y bituminosos (Campo Rubiales). Trabajo de grado Ingenieros de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. 2010. Capítulo 1, p. 42.

variables operacionales que interviene en la separación de la emulsión en los calentadores, son:

Temperatura: La cantidad de calor suministrado al sistema, incide en el nivel de temperatura a controlar en el tratamiento de los fluidos, para un proceso donde no hay cambio de fase.

Presión: El nivel de presión de operación debe ser tal que no permita la vaporización del agua a la temperatura de operación, es una variable que representa una indicación del comportamiento de un fluido (crudo, agua), durante un lapso de tiempo, por lo que es muy importante el control sobre ella para evitar contratiempos que dañen el proceso en lo concerniente a la seguridad humana y de los equipos.

Flujo: Se define como el movimiento de un fluido y debe ser controlado para un proceso efectivo, se puede medir en unidades de masa. En los calentadores el control de flujo va a estar dado por la capacidad de manejo y/o necesidad de la empresa.

3.5 TEMPERATURA DE OPERACIÓN DEL CALENTADOR.

La temperatura de tratamiento debe seleccionarse considerando la estabilidad de la emulsión, la temperatura del crudo a la entrada del sistema, la volatilidad del crudo y el costo de calentamiento.

En un proceso de deshidratación con calentamiento se incluye:

- Eliminación del agua libre para evitar el desperdicio de calor (para elevar 1 °F se requiere 350 BTU para un barril de agua y 150 BTU para un barril de petróleo crudo).

- Precalentamiento donde se aprovecha el calor del petróleo tratado que lo cede para precalentar el crudo de entrada.
- Calentamiento para alcanzar la temperatura de proceso seleccionada.
- Unidad de deshidratación donde el contenido de agua se reduce a 0,2-1% de agua.

3.6 TRATAMIENTO DE SEDIMENTOS EN LOS CALENTADORES.¹⁵

Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

- Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.
- Bloquear la transferencia de calor, ocasionando finalmente el colapso del equipo de calentamiento.
- Interferir en los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas.
- Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la deposición de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operando a 30 psia por arriba de la presión de operación del calentador, puede remover los sedimentos para su posterior drenado por la parte inferior del recipiente. Otra alternativa es usar inhibidores de corrosión.

¹⁵ MARFISI, Shirley y SALAGER, Jean Louis. Deshidratación de crudo - principios y tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP. Laboratorio de Formulación, Interfaces, Reología y Procesos FIRP. Mérida: Universidad de los Andes. 2004. Capítulo 4, p. 29.

3.7 VENTAJAS DE LOS CALENTADORES

Dentro de las ventajas de los calentadores podemos encontrar que:

- Aumenta la solubilidad del crudo en el agente emulsificador y aumenta la dispersión del agente en la fase continua de la emulsión.
- Aumenta la velocidad con la que un compuesto químico desemulsificante se deposita en las gotas de agua y así aumenta la velocidad de acción del desemulsificante.
- Reduce considerablemente la viscosidad del petróleo y así facilita la coalescencia y asentamiento de las gotas de agua.
- Al aplicar calor sobre el crudo, se aumenta la cantidad de energía en el sistema, causando un movimiento de las gotas de agua, principalmente ocasionado por las corrientes térmicas. Esto induce a mayor número de colisiones de las gotas de agua que resulta en coalescencia de las mismas.

3.8 DESVENTAJAS DE LOS CALENTADORES

La aplicación de calor por sí sola no romperá la emulsión, y es solo un proceso auxiliar para acelerar la separación. Sin embargo, cualquier emulsión puede romperse aplicando calor hasta una temperatura igual a la de punto de ebullición del agua, ya que una vez que tengamos esa temperatura, las gotas de agua se evaporarán y por lo tanto la película protectora se romperá, pero la aplicación de calor a tan alta temperatura tiene muchas desventajas lo que en la práctica, temperaturas tan elevadas no se produzcan.

Entre las desventajas podemos mencionar:

- El calentamiento excesivo va a causar pérdidas de los hidrocarburos más livianos y volátiles del petróleo, lo que implica una pérdida de volumen y una disminución de la gravedad API.

- En su generación de energía consume apreciable cantidad de combustible, por lo tanto incrementa los costos operacionales.
- Desgaste mayor en los equipos.
- Formación de puntos calientes, coquificación de petróleo, ruptura de tubos, fuga de petróleo e incendios en el horno.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Pueden ser peligrosos si se operan inadecuadamente y requieren mayor instrumentación y control.

4. DESARROLLO DE LA SIMULACION EN ASPEN-HYSYS PARA TRATADORES TERMICOS

4.1 GENERALIDADES

La simulación de procesos es una técnica que permite predecir en forma rápida y confiable el comportamiento de un proceso, a partir de una representación matemática y realista del mismo, convirtiéndose en una herramienta fundamental para el diseño, evaluación y optimización de los diferentes procesos encontrados en la industria del petróleo y gas, desde su producción hasta su comercialización.

El software Aspen-Hysys es un simulador que incluye herramientas para estimar en cada equipo, proceso físico o termodinámico las propiedades físicas, balances de materias y energía, de acuerdo a la secuencia indicada por el usuario o establecida por el simulador para un proceso en estado estacionario o dinámico. Aspen-Hysys predice el comportamiento de un proceso a partir de un modelo adecuado previamente analizado, que incluye: ecuaciones de transferencia de calor, sistema termodinámico adecuado, modelos de propiedades de transporte y de las características de construcción del mismo. La exactitud con la cual el programa produce los resultados dependerá básicamente de la fidelidad de los modelos matemáticos y sus limitaciones teóricas, los métodos numéricos y la confiabilidad de los valores de las variables de entrada.

4.2 CONSIDERACIONES GENERALES

En la realización de la simulación del proceso, se han tomado las siguientes consideraciones:

- La simulación fue realizada en Aspen-Hysys versión 8.8.
- La simulación del proceso se realizó en estado estacionario, utilizando la ecuación de estado de Peng-Robinson-Stryjek-Vera (PRSV) la cual definen a los componentes participantes en su totalidad y a sus mezclas.
- Para simular con mayor precisión el fluido proveniente de los pozos de producción, se lo ha recreado mediante la mezcla de una corriente de crudo generada por el simulador con una corriente de gas y de agua de producción, de acuerdo a los datos suministrados para cada uno de tres modelos de crudo a tratar.
- Para acotar la simulación se toman valores fijos del GOR y BSW.
- Para simular el tratador térmico (calentador directo e indirecto), se utilizará un separador trifásico, debido a que en el simulador no existe un equipo con la configuración exacta del mismo, para así cuantificar la cantidad de energía necesaria para cumplir con las condiciones de operación.
- Una vez realizada la simulación, se analizará el rendimiento del proceso a través de la variación de las variables de operación del equipo de separación trifásica para cada uno de los tres casos de estudio a presentar en el proceso de deshidratación.

4.3 CASOS DE ESTUDIO.

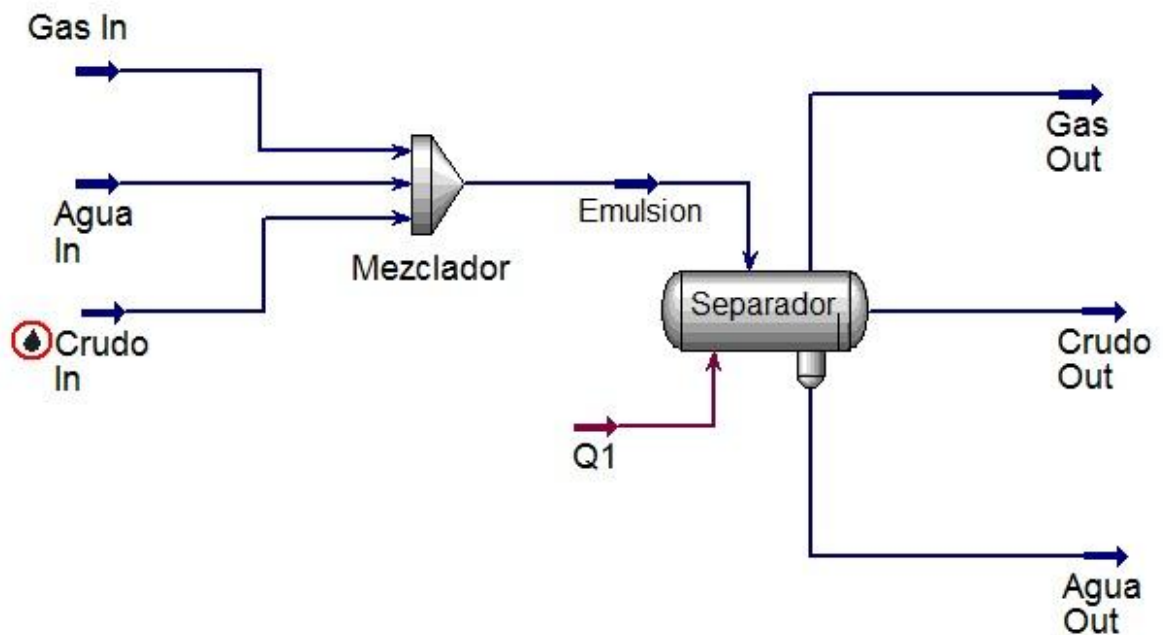
El fluido de entrada proveniente de los pozos de producción se representa de acuerdo a los siguientes casos:

- Caso 1: Simulación realizada con Assay para crudo de 20,8° API con su respectivo gas y agua de producción.
- Caso 2: Simulación realizada con Assay para crudo de 16,8° API con su respectivo gas y agua de producción.
- Caso 3: Simulación realizada con Assay para crudo de 13,7° API con su respectivo gas y agua de producción.

4.4 DESCRIPCION DEL PROCESO.

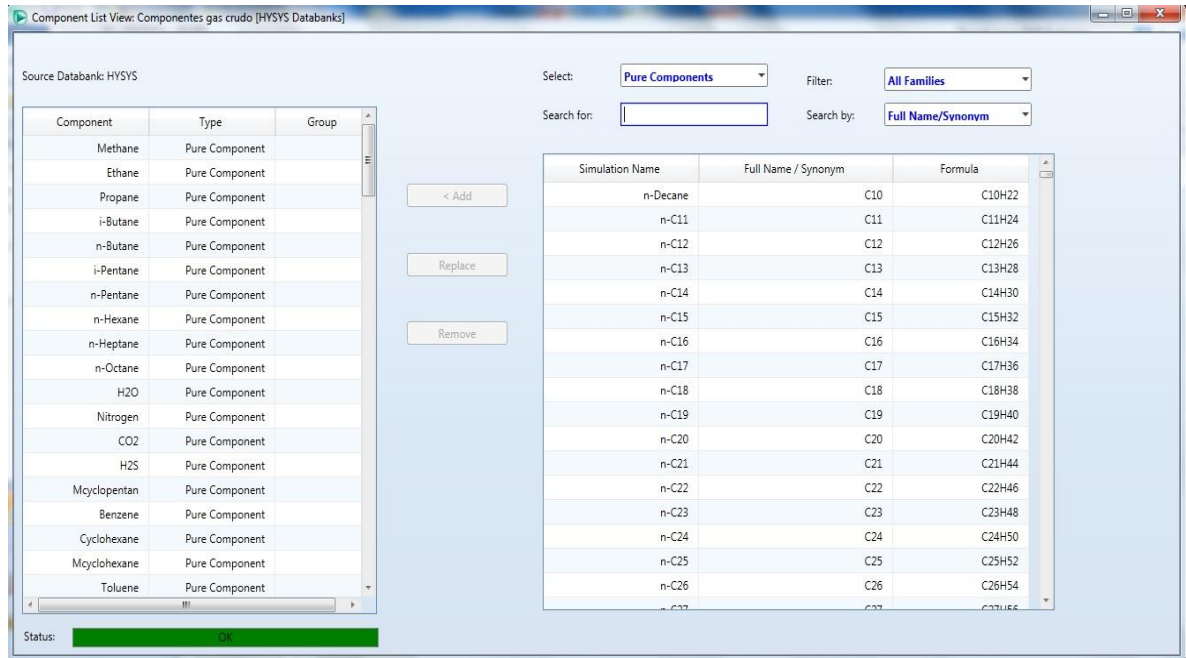
El proceso consiste en la mezcla de una corriente de gas, agua y crudo en el mezclador generando una corriente llamada emulsión la cual en el tratador térmico mediante adición de calor es procesada y separada en tres corrientes, una para gas, crudo y agua, mejorando sus condiciones iniciales. A continuación se observa en la figura 13 el esquema general del proceso a simular para el tratamiento térmico de crudo pesado.

Figura 13. Simulación del proceso de tratamiento térmico para crudo pesado.



4.4.1 Caracterización del crudo de proceso. Para la caracterización del flujo de crudo de proceso, se procede a ingresar el ASSAY del crudo, seleccionando los componentes a utilizar como se aprecia en la figura 14, el paquete de fluido más apropiado y las propiedades físicas como presión, temperatura y caudal.

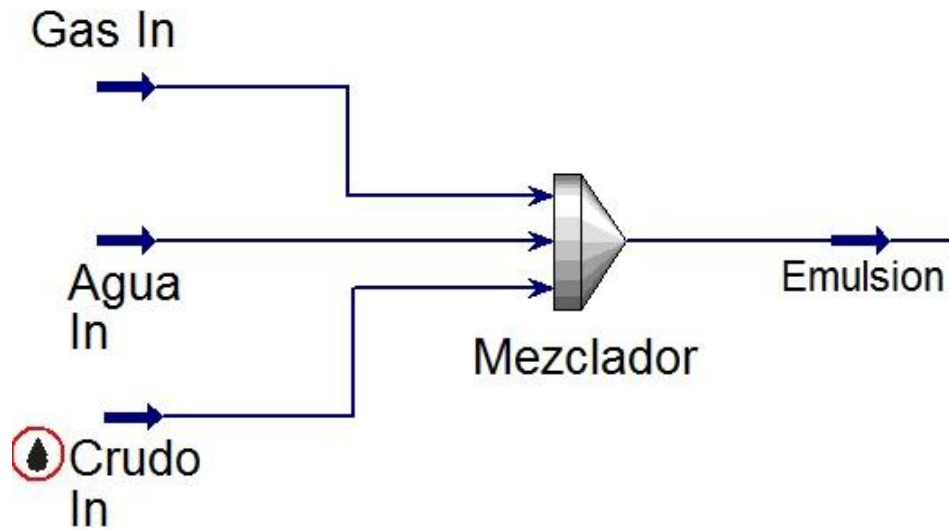
Figura 14. Lista de componentes seleccionados para la simulación.



Las corrientes de gas y agua de producción son creadas de acuerdo a los datos de su composición y propiedades físicas, así el simulador calcula las propiedades del crudo, gas y agua en base a la los datos que se ingresan, convirtiéndolo en una aproximación a la realidad.

4.4.2 Corriente emulsión de producción. Una vez simulado el crudo, se va al diagrama de flujo y creamos las corrientes de entrada, la cual constituye la materia prima del proceso. Para originar la corriente emulsión como se observa en la figura 15, se la formó de la mezcla de las corrientes de entrada (gas, agua y crudo) a las condiciones de operación documentadas.

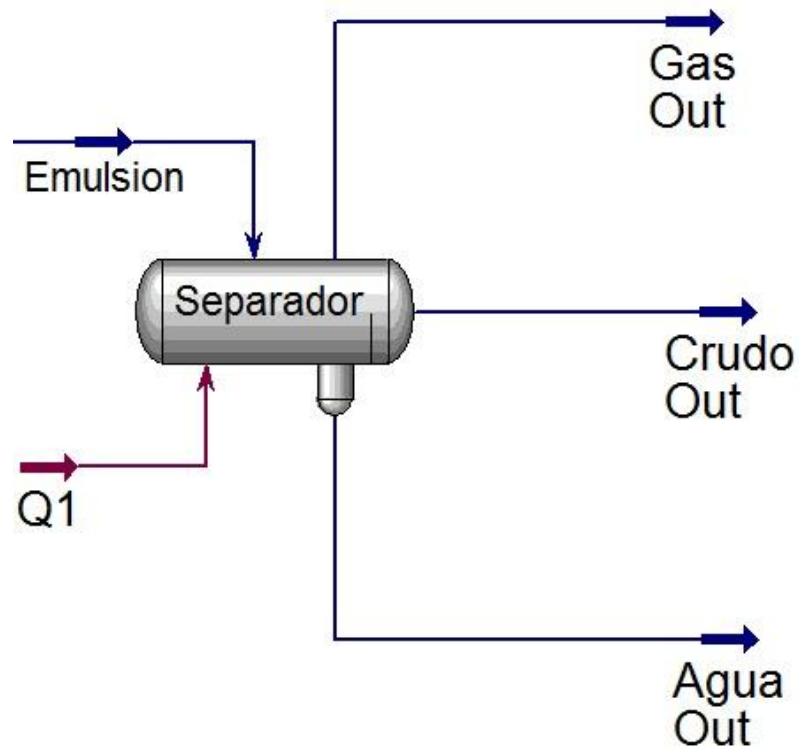
Figura 15. Simulación de la corriente emulsión.



4.4.3 Mezclador estático. Las tres corrientes de entrada se van a simular en el mezclador estático, para lo cual se utiliza la herramienta Mixer del simulador, aquí mezclamos las corrientes de entrada para producir la corriente emulsión, con su respectiva composición.

4.4.4 Tratador térmico. La corriente emulsión va al separador trifásico (Figura 16), donde salen tres corrientes, la corriente de gas, la corriente de crudo y la corriente de agua. Para hacer un ajuste de temperatura, se ingresa una corriente de energía la cual simula el aporte del equipo a la ruptura de la corriente emulsión.

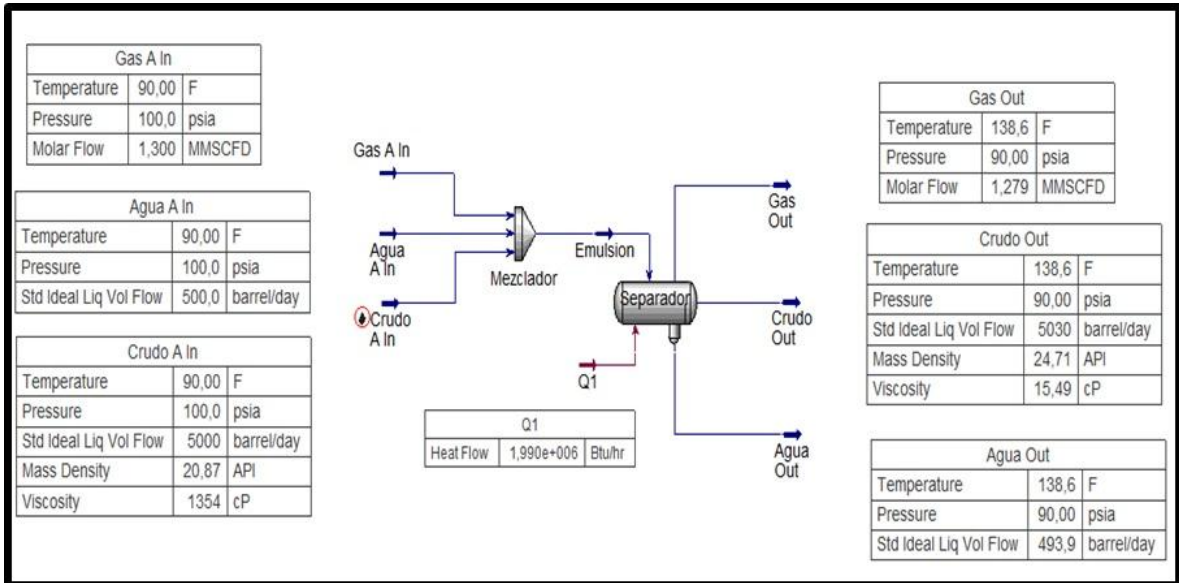
Figura 16. Simulación en el separador trifásico de la corriente emulsión.



4.5 MODELAMIENTO CASO 1.

El modelamiento se realiza con el Assay para crudo de 20,8° API con el respectivo gas y agua de producción, sus composiciones se pueden observar en el anexo A. Las corrientes ingresan al mezclador con una presión de 100 (psia), una temperatura de 90 (°F), un GOR de 260 (ft³gas/bbl crudo), un BSW de 10 (%) y una viscosidad de 1.354 (cP), los flujos de cada una de las corrientes se pueden observar en la figura 17.

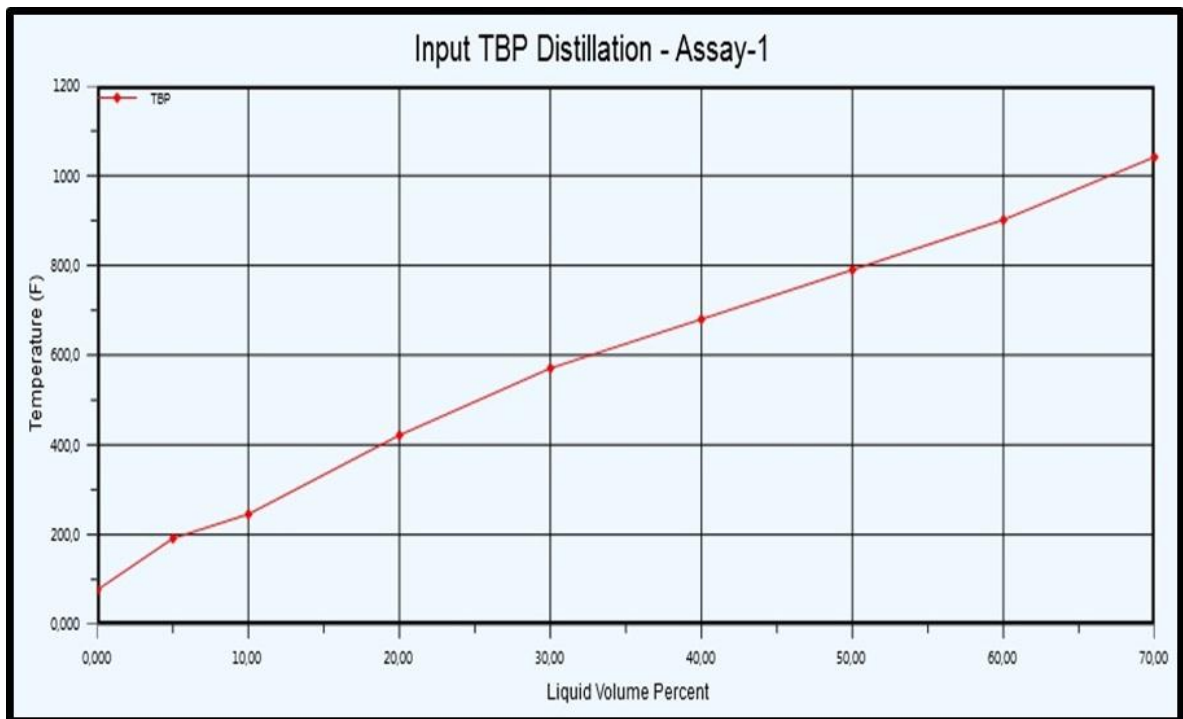
Figura 17. Simulación del proceso para el caso 1.



La corriente emulsión que contiene la mezcla de las tres corrientes de entrada pasa al separador trifásico donde se le adiciona una corriente de energía de 1.990.000 (Btu/hr) para hacer el ajuste de temperatura y llevar el tratador a una presión de 90 (psia), una temperatura de 138,6 (°F) y obteniendo una viscosidad de 15,5 (cP), llevando la mezcla a 24,71° API, se aumenta el volumen de crudo en 30 barriles por día, producto de la condensación del gas.

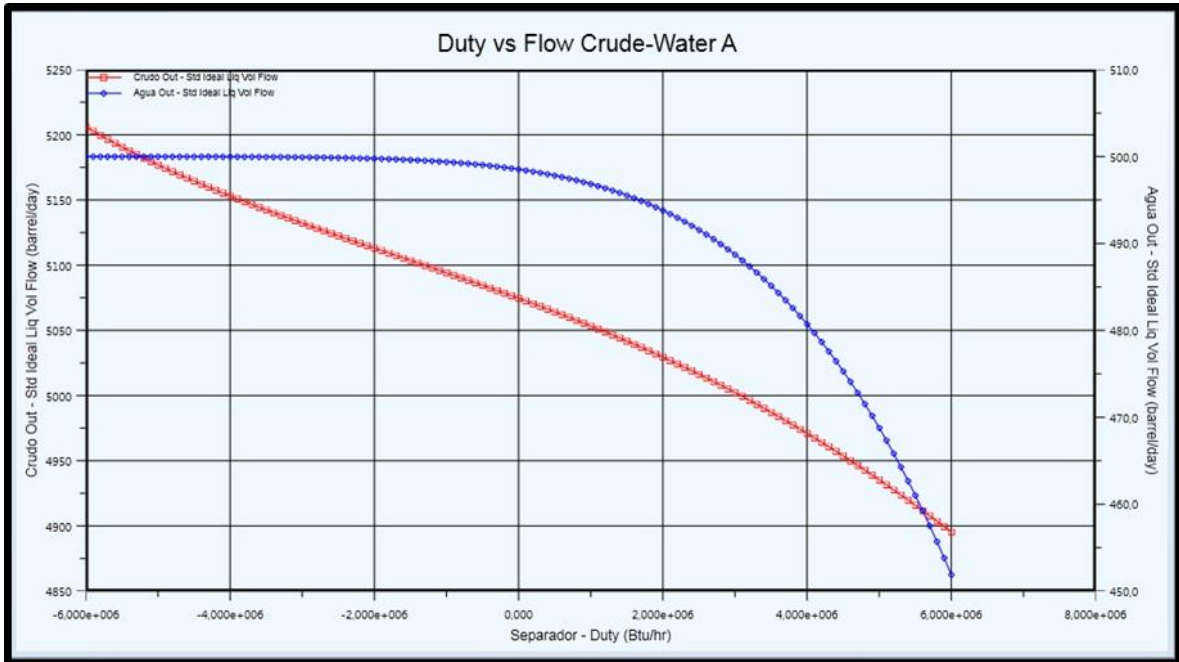
4.5.1 Curva de destilación TBP del crudo calculada. En La curva de destilación TBP (True Boiling Point) se observa la temperatura de ebullición de los componentes del crudo, para el caso analizado, en la figura 18 se observa que la pérdida de componentes livianos empieza a la temperatura de 77 (°F).

Figura 18. Curva de destilación TBP del crudo calculada por Aspen-Hysys V 8.8.



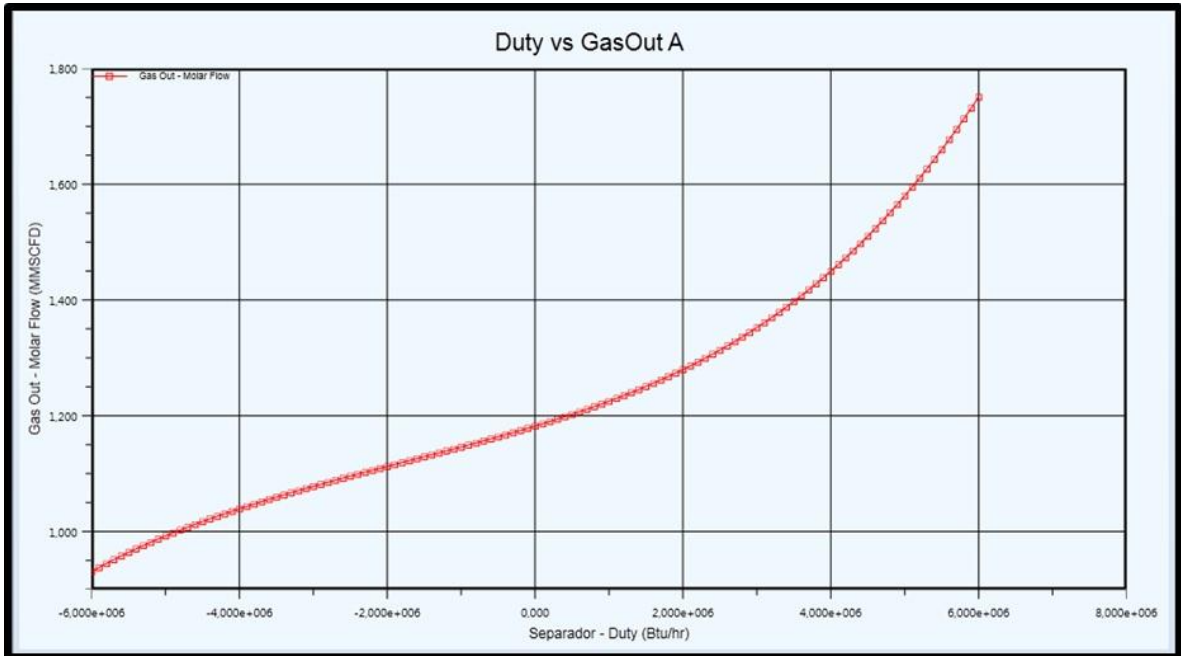
4.5.2 Variación de los flujos Agua y crudo de salida con el duty. La capacidad de absorción de calor de diseño (duty) en un rango amplio desde -6.000.000 (Btu/hr) hasta los 6.000.000 (Btu/h) muestra las variaciones de los flujos de agua desde 500 (bbl) hasta los 451,9 (bbl) y crudo de salida desde 5.206 (bbl) hasta los 4.895 (bbl) (ver figura 19), utilizando 121 etapas para simulación del proceso.

Figura 19. Duty vs Flujo de agua y crudo en rango amplio.



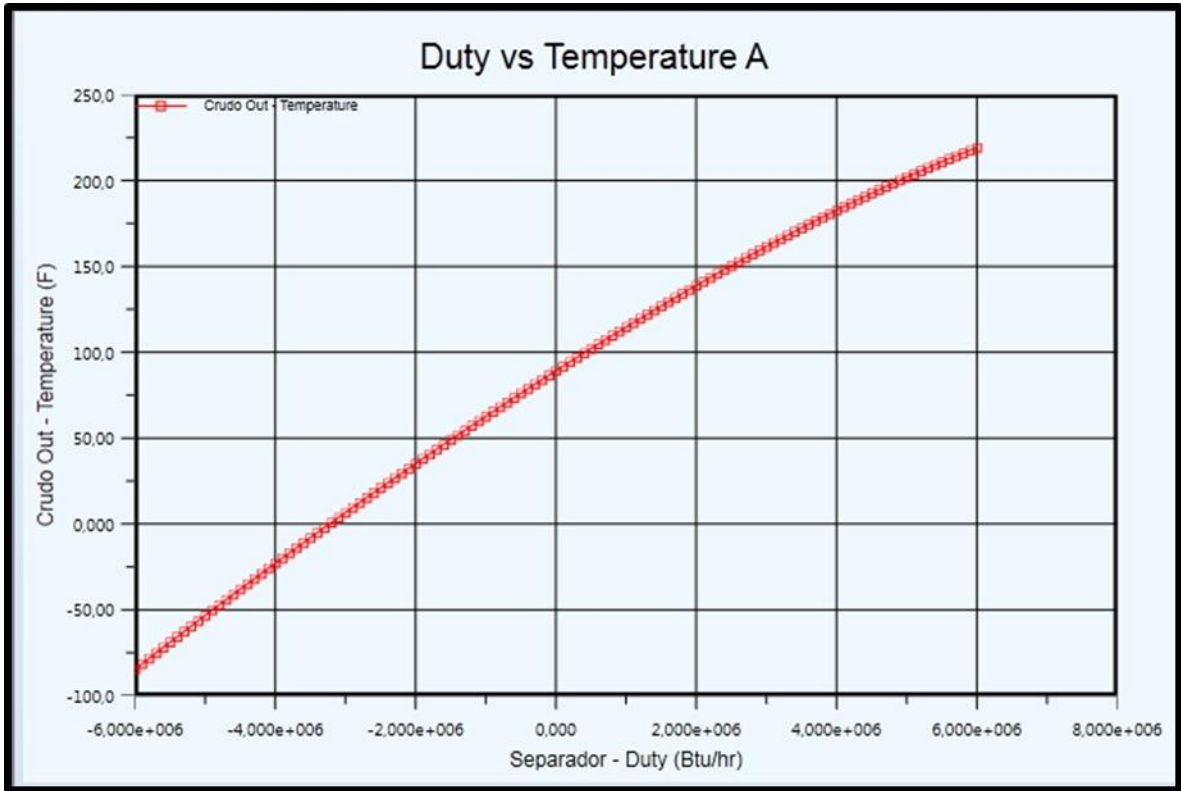
4.5.3 Variación del flujo de salida del gas con el duty. Con un duty en un rango amplio desde -6.000.000 (Btu/hr) hasta los 6.000.000 (Btu/h) muestra la variación del flujo de gas a la salida desde 0,93 (MMSCFD) y hasta los 1,75 (MMSCFD) (ver figura 20), utilizando 121 etapas para simulación del proceso.

Figura 20. Duty vs Flujo de gas en rango amplio.



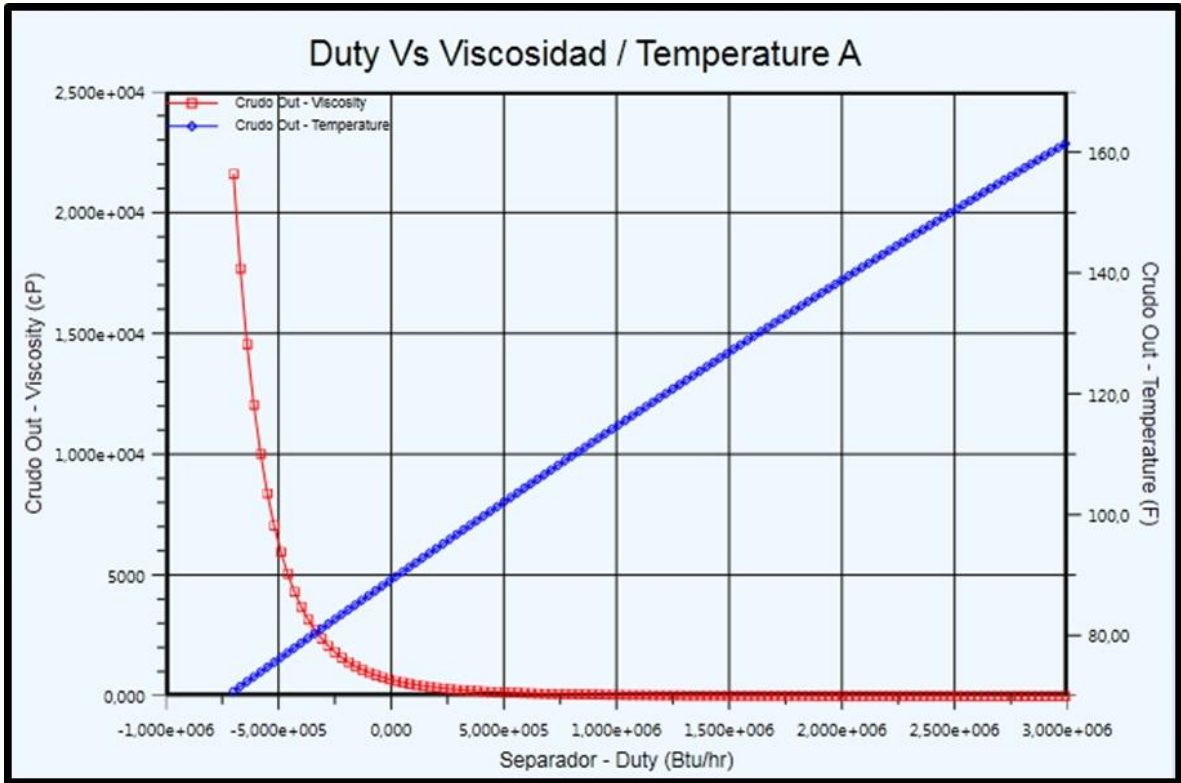
4.5.4 Variación de la Temperatura de salida del crudo con el duty. La variación de la temperatura de salida del crudo desde -84,61 (°F) y hasta 219,19 (°F) en función del duty para un rango amplio desde -6.000.000 (Btu/hr) hasta los 6.000.000 (Btu/h) se observa en la figura 21, para llevarla a cabo esta simulación se utilizaron 121 etapas.

Figura 21. Duty vs Temperatura salida del crudo en rango amplio.



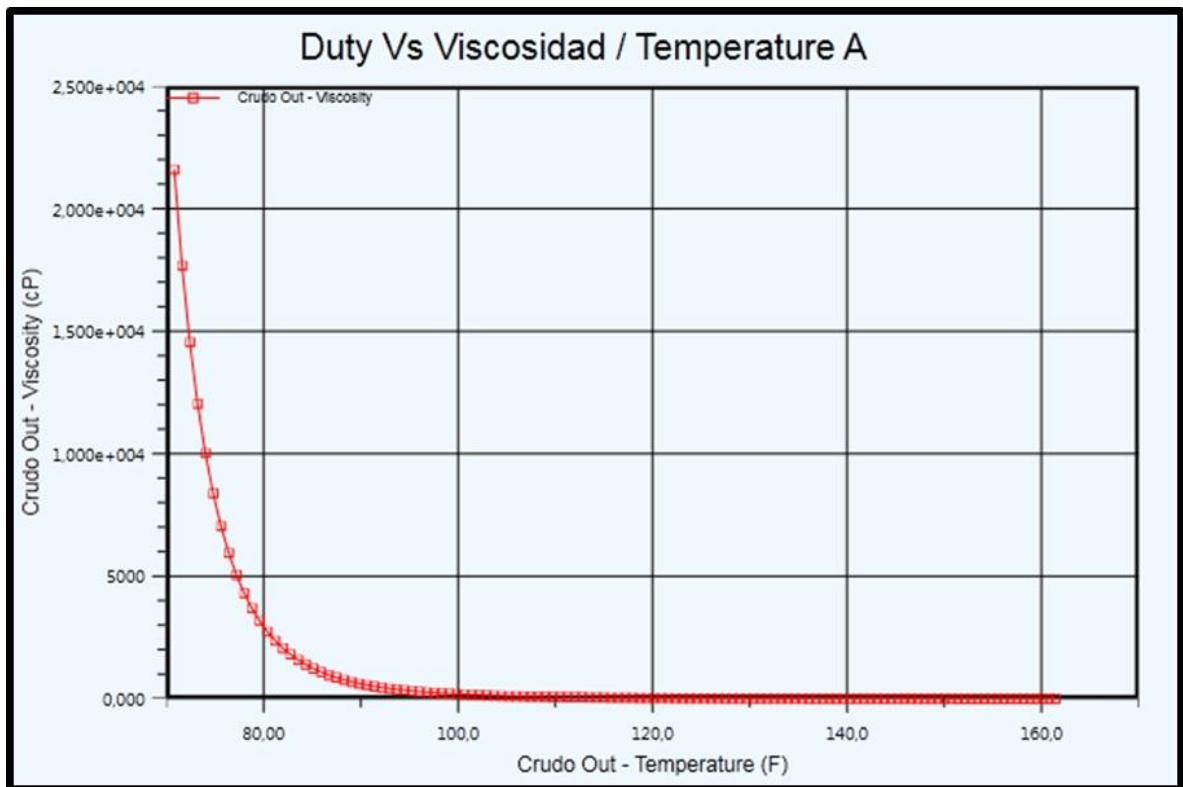
4.5.5 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango medio del duty. La viscosidad desde 21.610 (cP) hasta 5,11 (cP) y la temperatura del crudo de salida desde 70,8 (°F) hasta 161,4 (°F) en función del duty para un rango medio desde -700.000 (Btu/hr) hasta los 2.990.000 (Btu/h) se muestra en la figura 22, para llevar a cabo esta simulación se utilizaron 124 etapas.

Figura 22. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango medio.



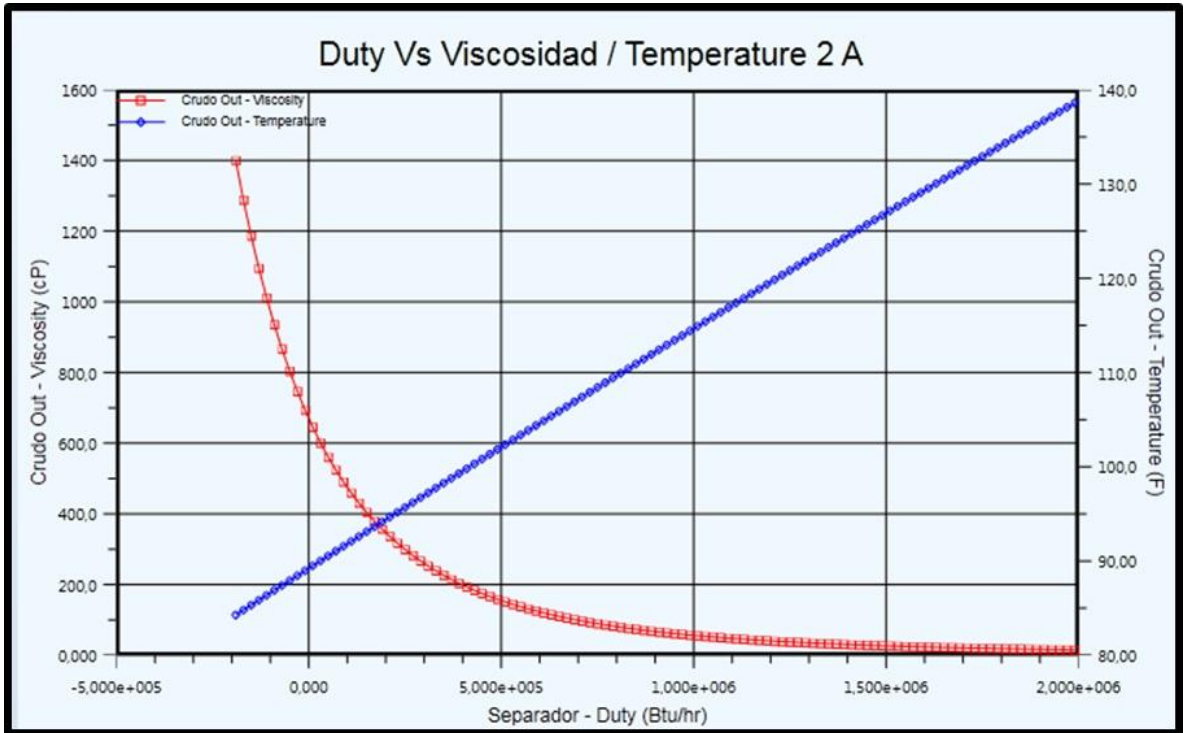
En la figura 23 se observa la sensibilidad de la viscosidad desde 21.610 (cP) hasta los 5,11 (cP) en función del cambio de la temperatura de salida del crudo en un rango desde 70,8 (°F) hasta los 161,4 (°F).

Figura 23. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango medio.



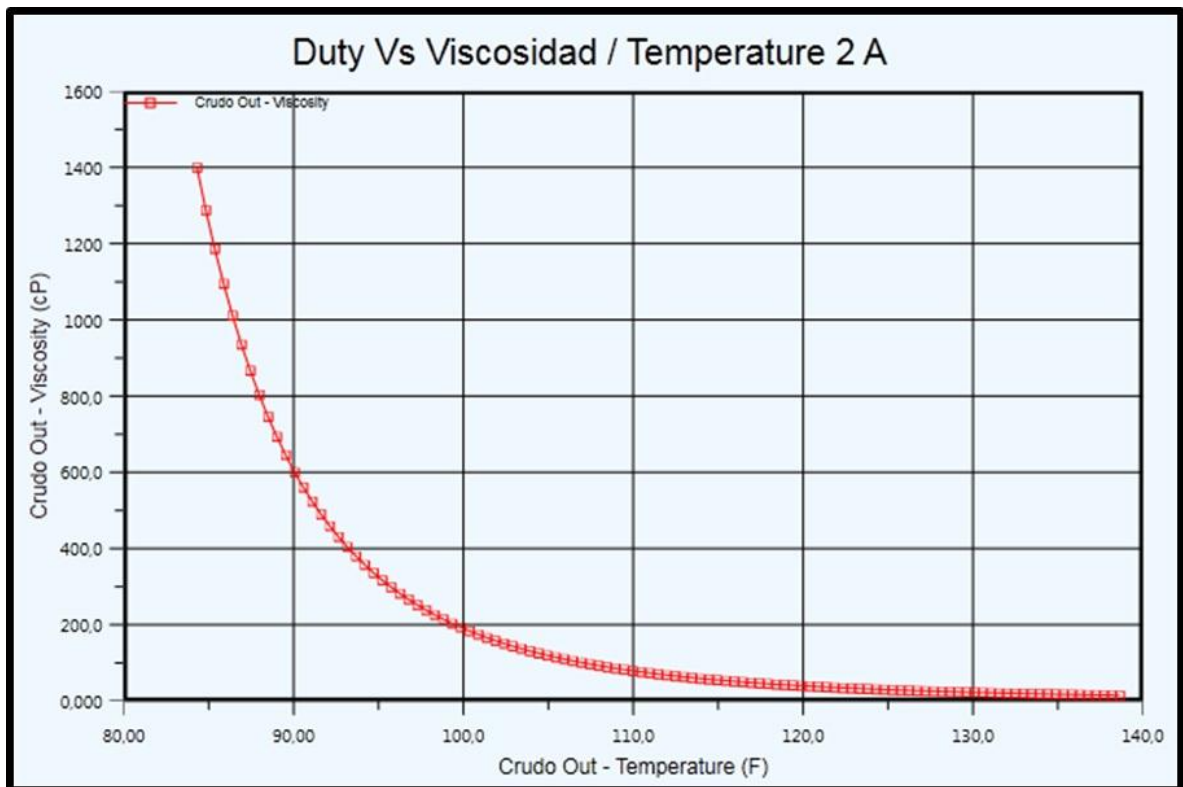
4.5.6 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango menor del duty. Llevando el duty a un rango menor desde -190.000 (Btu/hr) hasta los 1.990.000 (Btu/h) se muestra la variación de la viscosidad desde 1.400 (cP) hasta los 15,49 (cP) y la temperatura del crudo de salida desde 84,3 (°F) hasta los 138,6 (°F) (ver figura 24), utilizando 110 etapas para simulación del proceso.

Figura 24. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango menor.



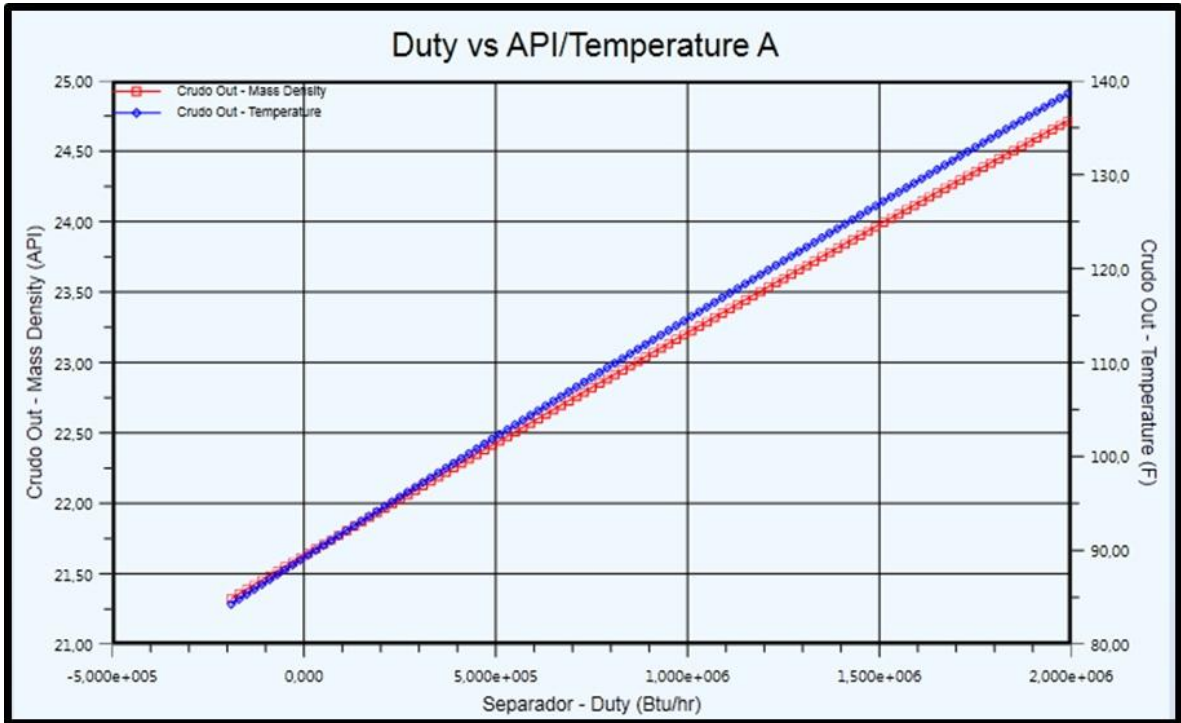
En la figura 25 se observa la sensibilidad de la viscosidad desde 1.400 (cP) hasta los 15,49 (cP) en función del cambio de la temperatura de salida del crudo en un rango de desde 84,3 (°F) hasta los 138,6 (°F), llegando a un valor de 15,49 (cP) para una temperatura de 138,6 (°F).

Figura 25. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango menor.



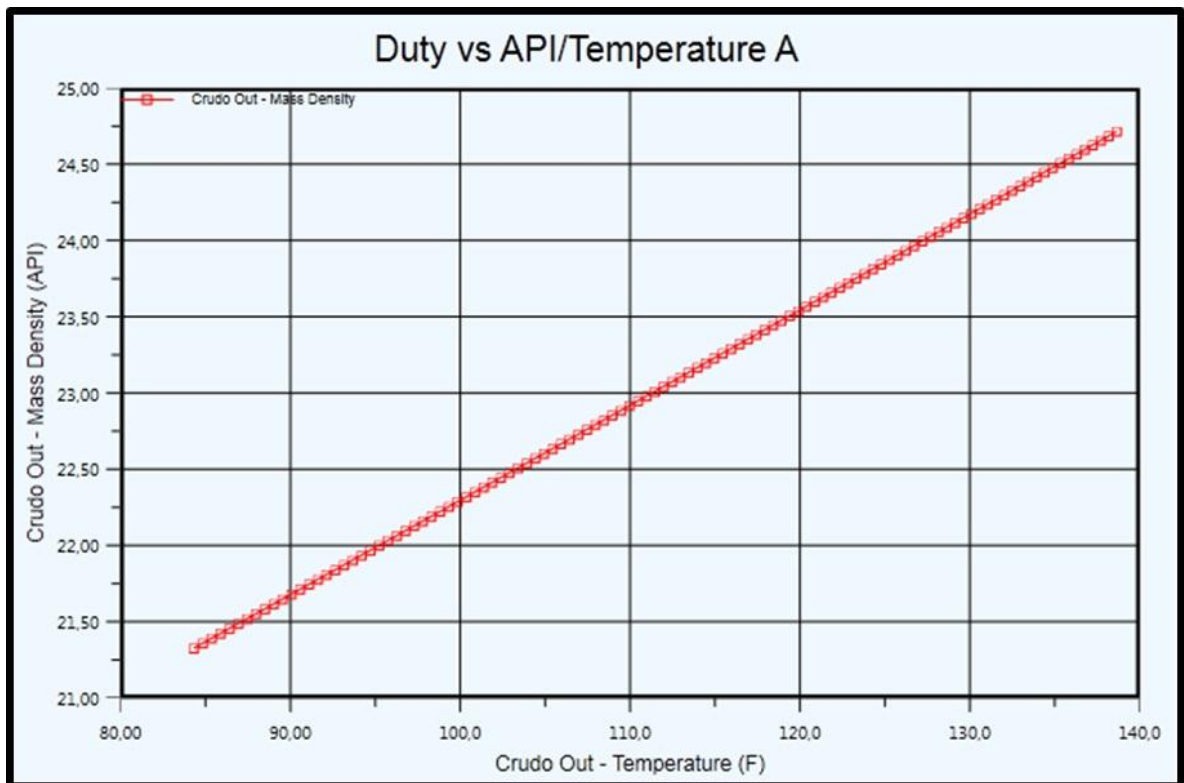
4.5.7 Variación del API y la temperatura del crudo de salida. En la variación del API y la temperatura del crudo de salida con el duty del equipo en el rango menor desde -190.000 (Btu/hr) hasta los 1.990.000 (Btu/h), se observan valores de API desde 21,33° hasta 24,71° utilizando 110 etapas, como se aprecia en la figura 26.

Figura 26. Duty vs Temperatura / API en rango menor.



En la figura 27 se observa la sensibilidad del API desde 21,33° hasta 24,71° en función del cambio de la temperatura de salida del crudo en un rango desde 84,3 (°F) hasta los 138,6 (°F), llegando a un valor de 24,7° API para una temperatura de 138,6 (°F).

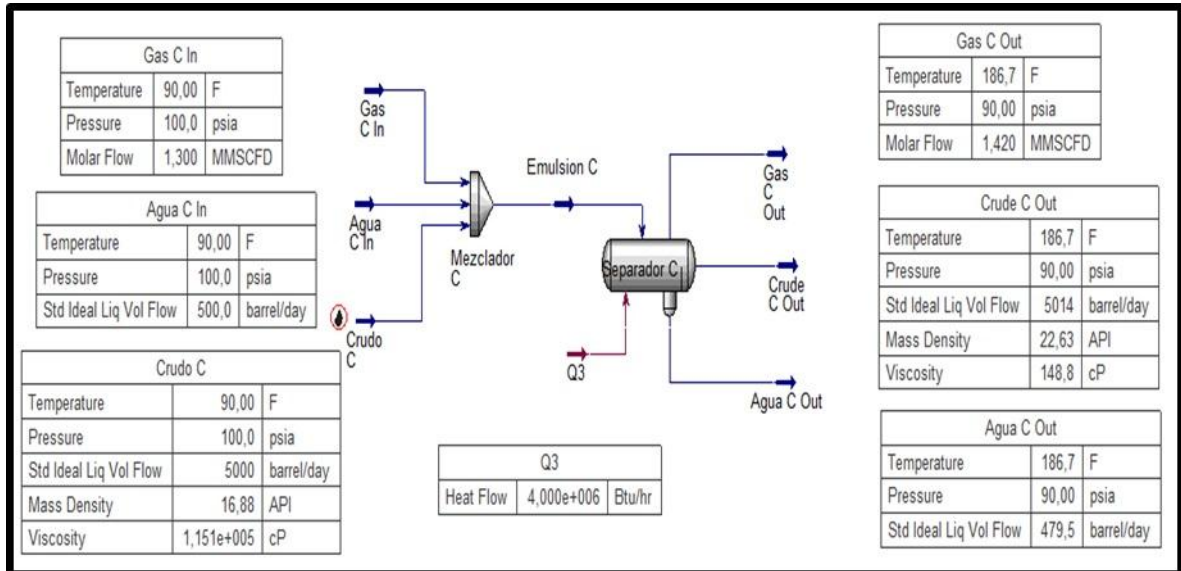
Figura 27. Sensibilidad del comportamiento del API con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango menor.



4.6 MODELAMIENTO CASO 2.

El modelamiento se realiza con el Assay para crudo de 16,8° API con el respectivo gas y agua de producción, sus composiciones se pueden observar en el anexo B. Las corrientes ingresan al mezclador con una presión de 100 (psia), una temperatura de 90 (°F), un GOR de 260 (ft³gas/bbl crudo) y un BSW de 10 (%), los flujos de cada una de las corrientes se pueden observar en la figura 28.

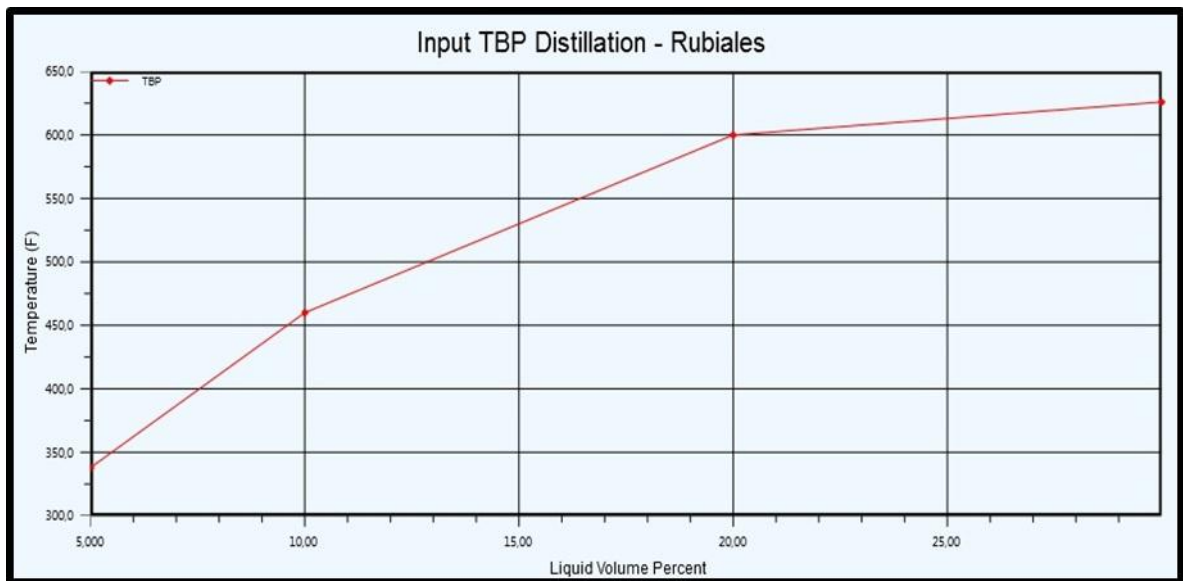
Figura 28. Simulación del proceso para el caso 2.



La corriente emulsión que contiene la mezcla de las tres corrientes de entrada pasa al separador trifásico donde se le adiciona una corriente de energía de 4.000.000 (Btu/hr) para hacer el ajuste de temperatura y llevar el tratador a una presión de 90 (psia), una temperatura de 186,7 (°F) y obteniendo una viscosidad de 148,8 (cP), llevando la mezcla a 22,63° API, se aumenta el volumen de crudo en 14 barriles por día, producto de la condensación del gas.

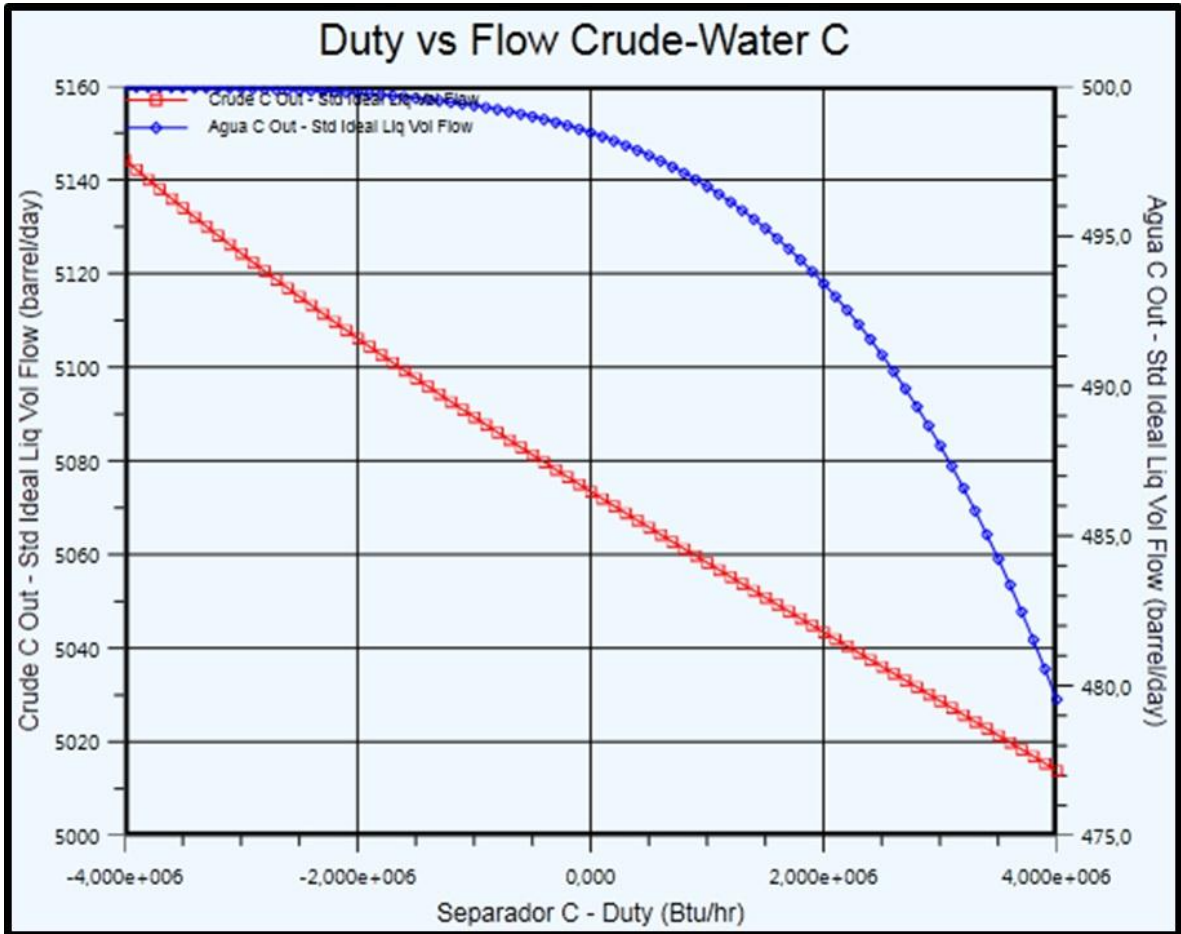
4.6.1 Curva de destilación TBP del crudo calculada. En La curva de destilación TBP (True Boiling Point) se observa la temperatura de ebullición de los componentes del crudo, para el caso analizado, en la figura 29 se observa que la pérdida de componentes livianos empieza a la temperatura de 338 (°F).

Figura 29. Curva de destilación TBP del crudo calculada por Aspen-Hysys V 8.8.



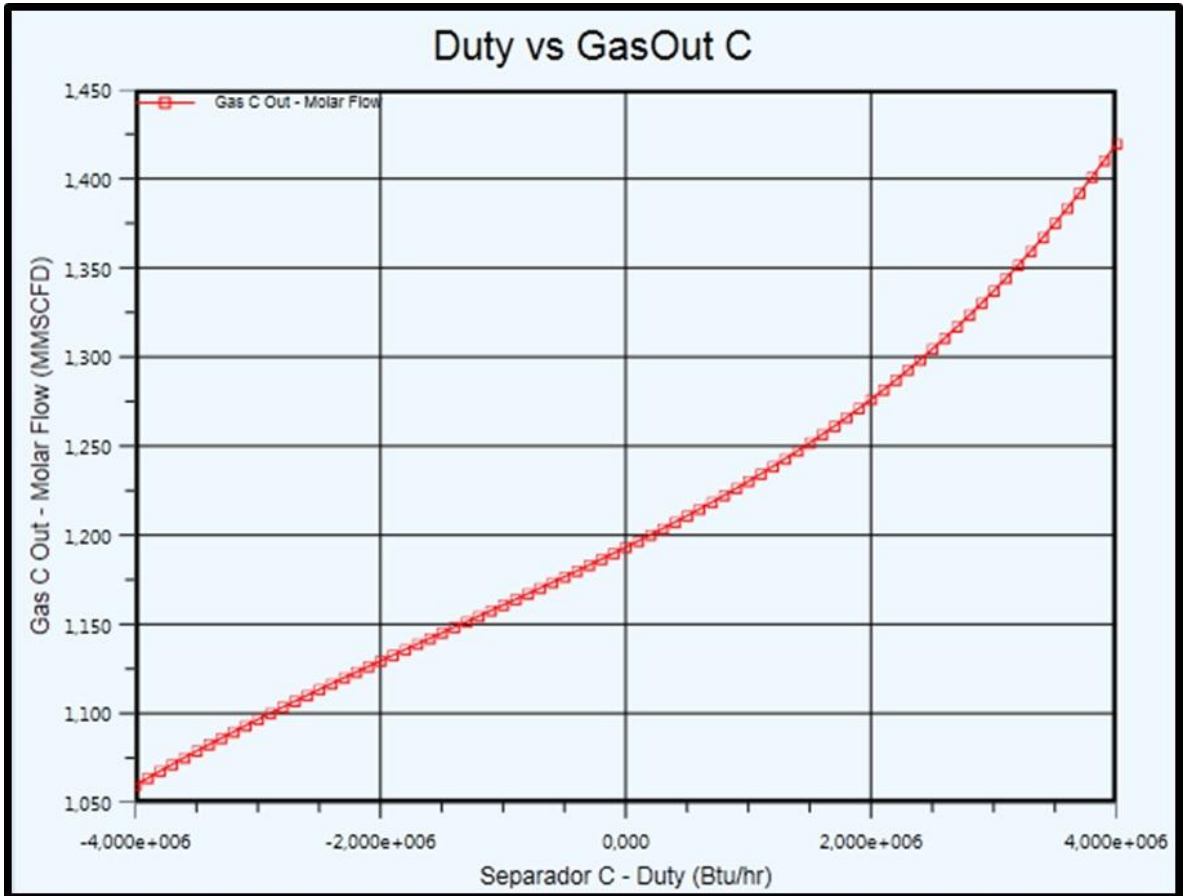
4.6.2 Variación de los flujos Agua y crudo de salida con el duty. La capacidad de absorción de calor de diseño (duty) en un rango menor desde -4.000.000 (Btu/hr) hasta los 4.000.000 (Btu/h) muestra las variaciones de los flujos Agua desde 500 (bbl) hasta los 479,5 (bbl) y crudo de salida desde 5.144 (bbl) hasta los 5.014 (bbl) (ver figura 30), utilizando 81 etapas para simulación del proceso.

Figura 30. Duty vs Flujo de agua y crudo en rango menor.



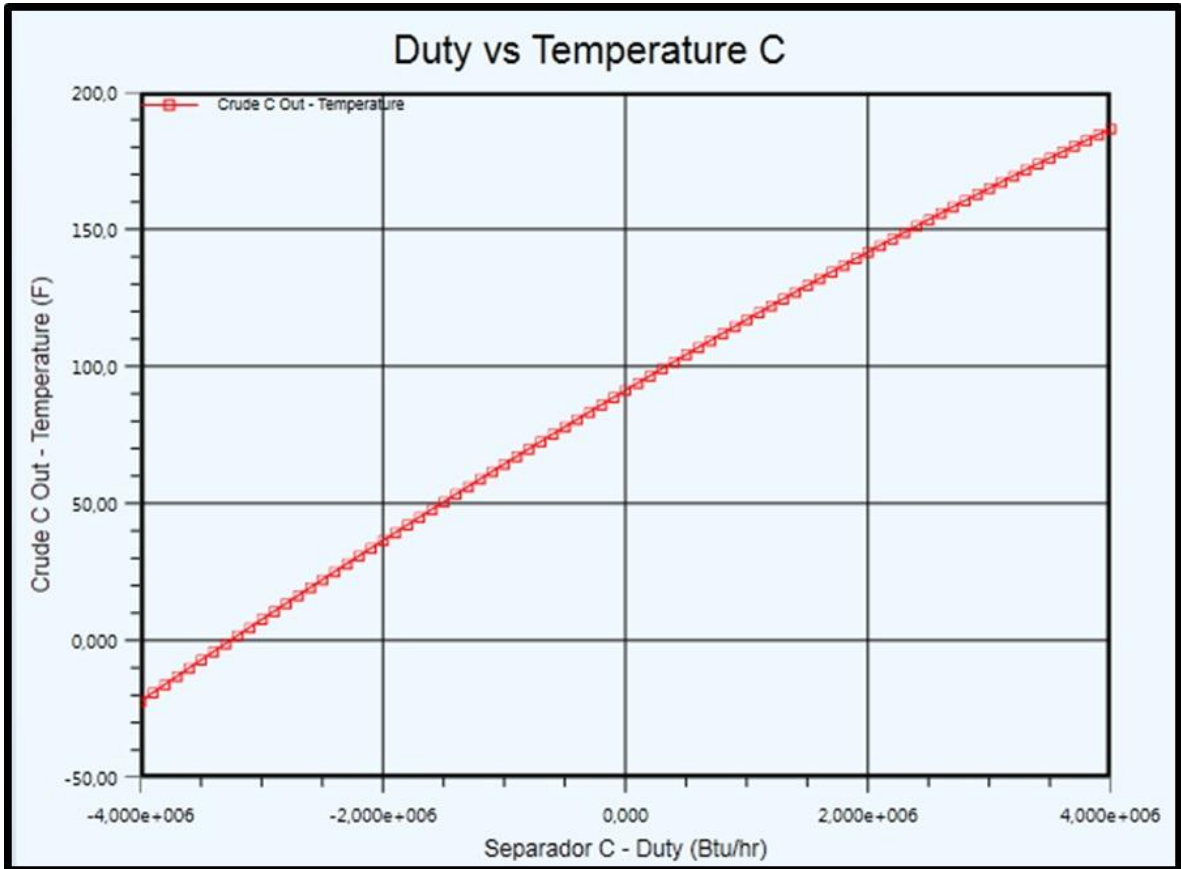
4.6.3 Variación del flujo de salida del gas con el duty. Con un duty en un rango menor desde -4.000.000 (Btu/hr) hasta los 4.000.000 (Btu/h) muestra la variación del flujo de gas a la salida desde 1,06 (MMSCFD) y hasta los 1,42 (MMSCFD) (ver figura 31), utilizando 81 etapas para simulación del proceso.

Figura 31. Duty vs Flujo de gas en rango menor.



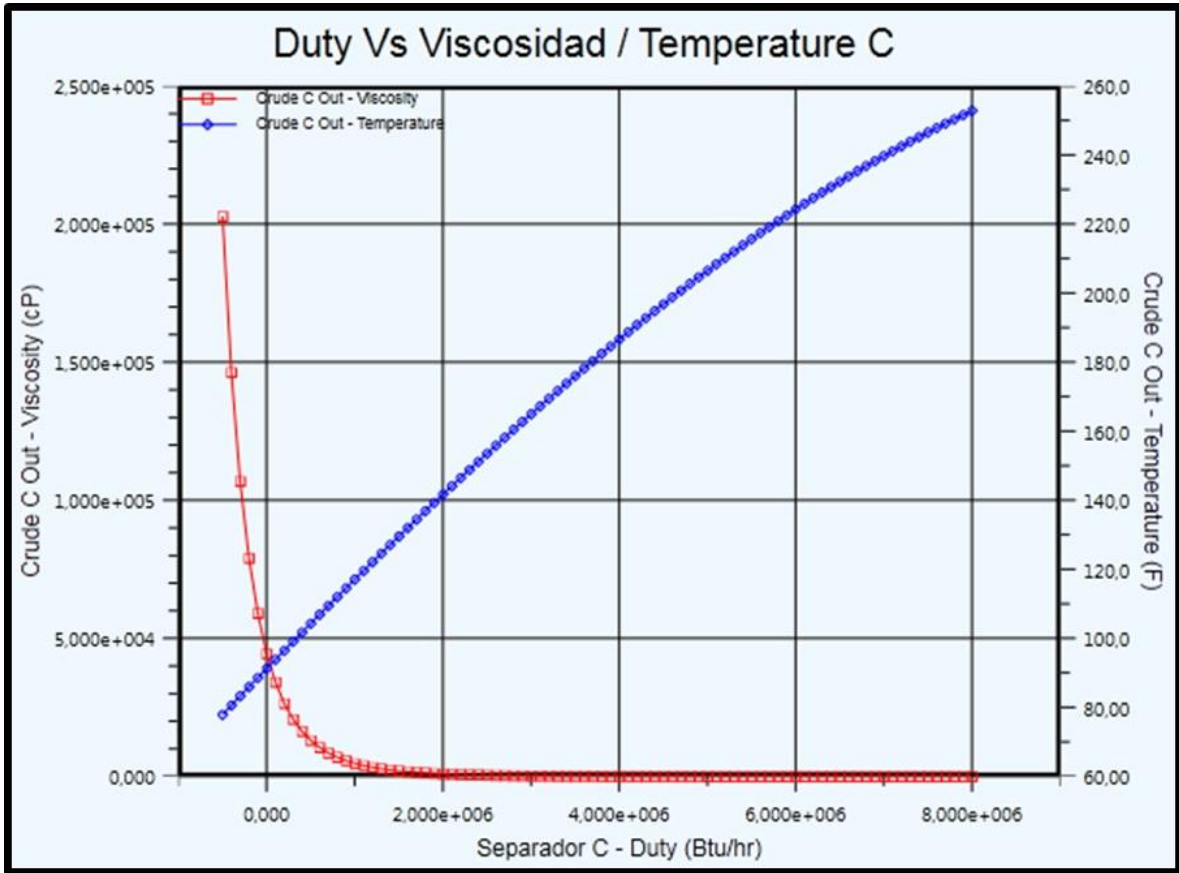
4.6.4 Variación de la Temperatura de salida del crudo con el duty. La variación de la temperatura de salida del crudo desde -22,11 (°F) hasta 186,7 (°F) en función del duty para un rango menor desde -4.000.000 (Btu/hr) hasta los 8.000.000 (Btu/h) se observa en la figura 32, para llevarla a cabo esta simulación se utilizaron 81 etapas.

Figura 32. Duty vs Temperatura salida del crudo en rango menor.



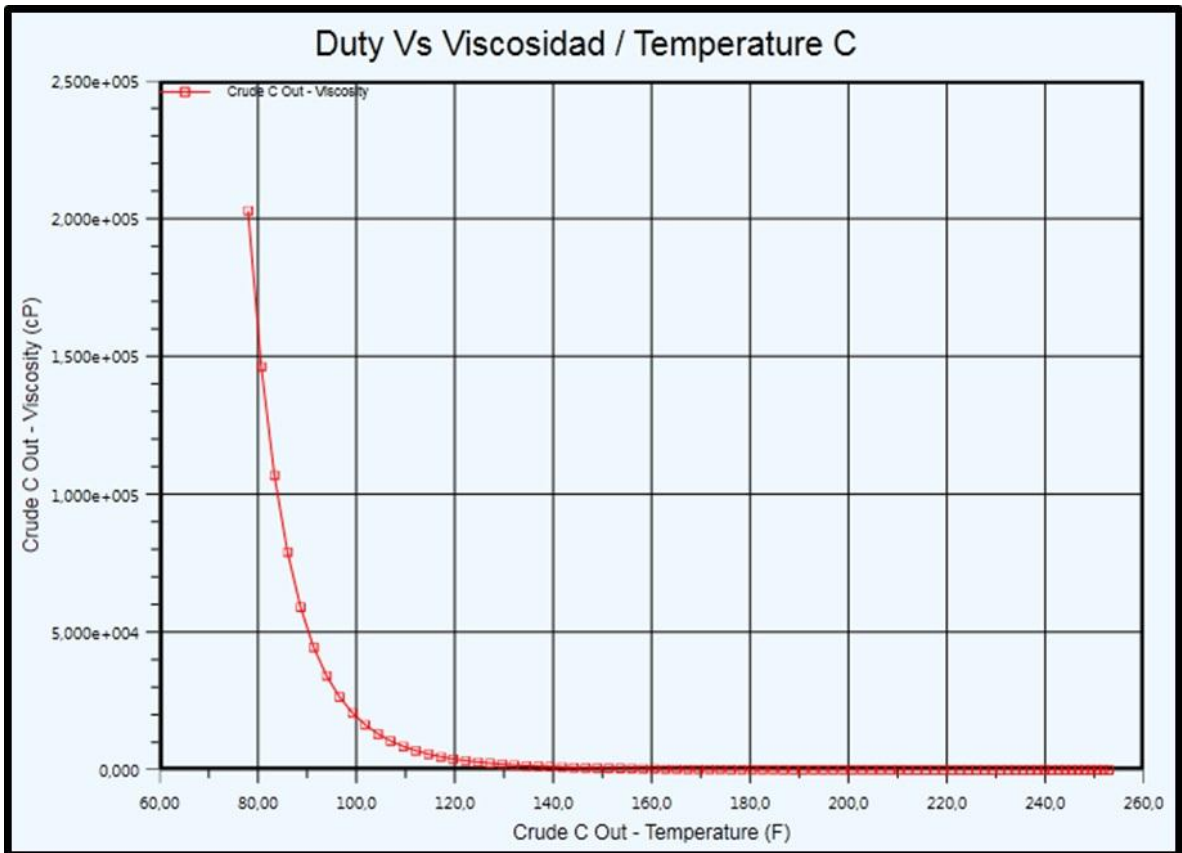
4.6.5 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango medio del duty. La viscosidad 202.900 (cP) hasta 29,48 (cP) y la temperatura del crudo de salida desde 77,96 (°F) hasta 252,9 (°F) en función del duty para un rango medio desde -500.000 (Btu/hr) hasta los 8.000.000 (Btu/h) se muestra en la figura 33, para llevarla a cabo esta simulación se utilizaron 86 etapas.

Figura 33. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango medio.



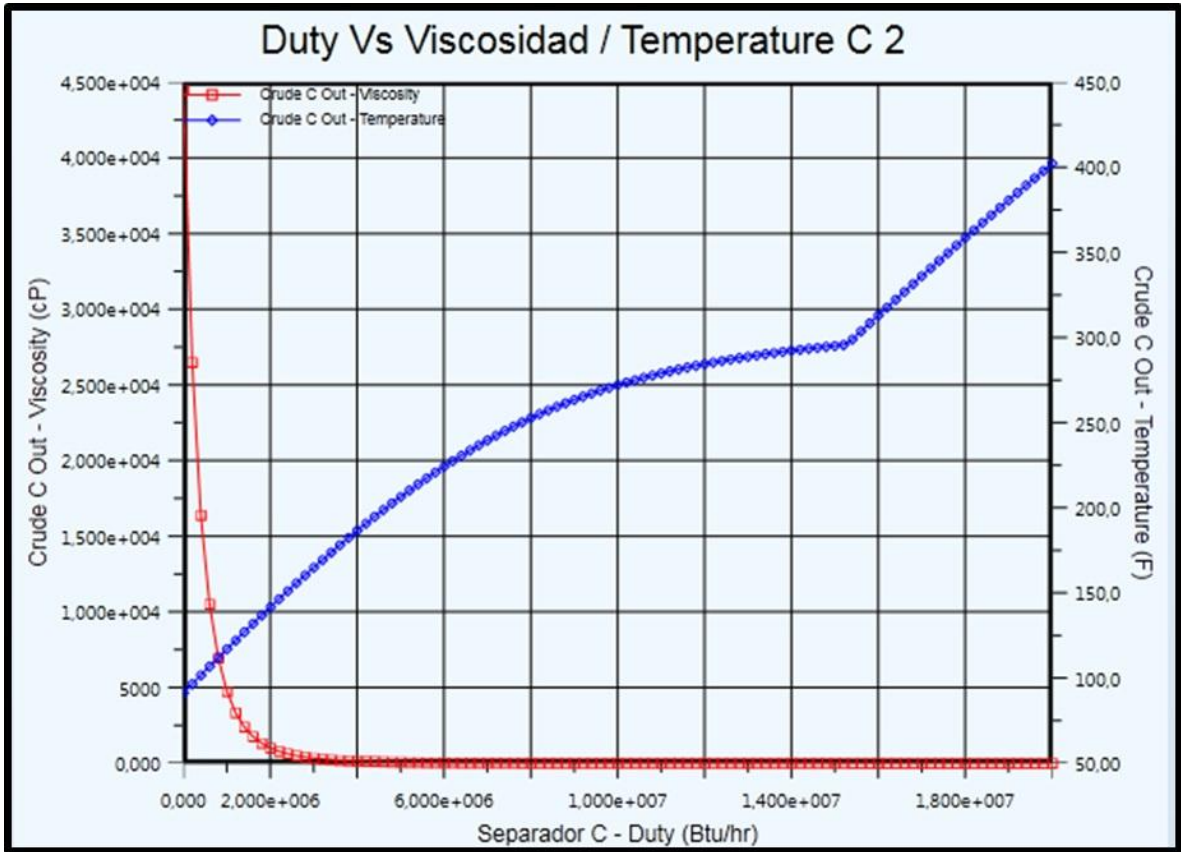
En la figura 34 se observa la sensibilidad de la viscosidad 202.900 (cP) hasta 29,48 (cP) en función del cambio de la temperatura de salida del crudo en un rango de desde 77,96 (°F) hasta 252,9 (°F).

Figura 34. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango medio.



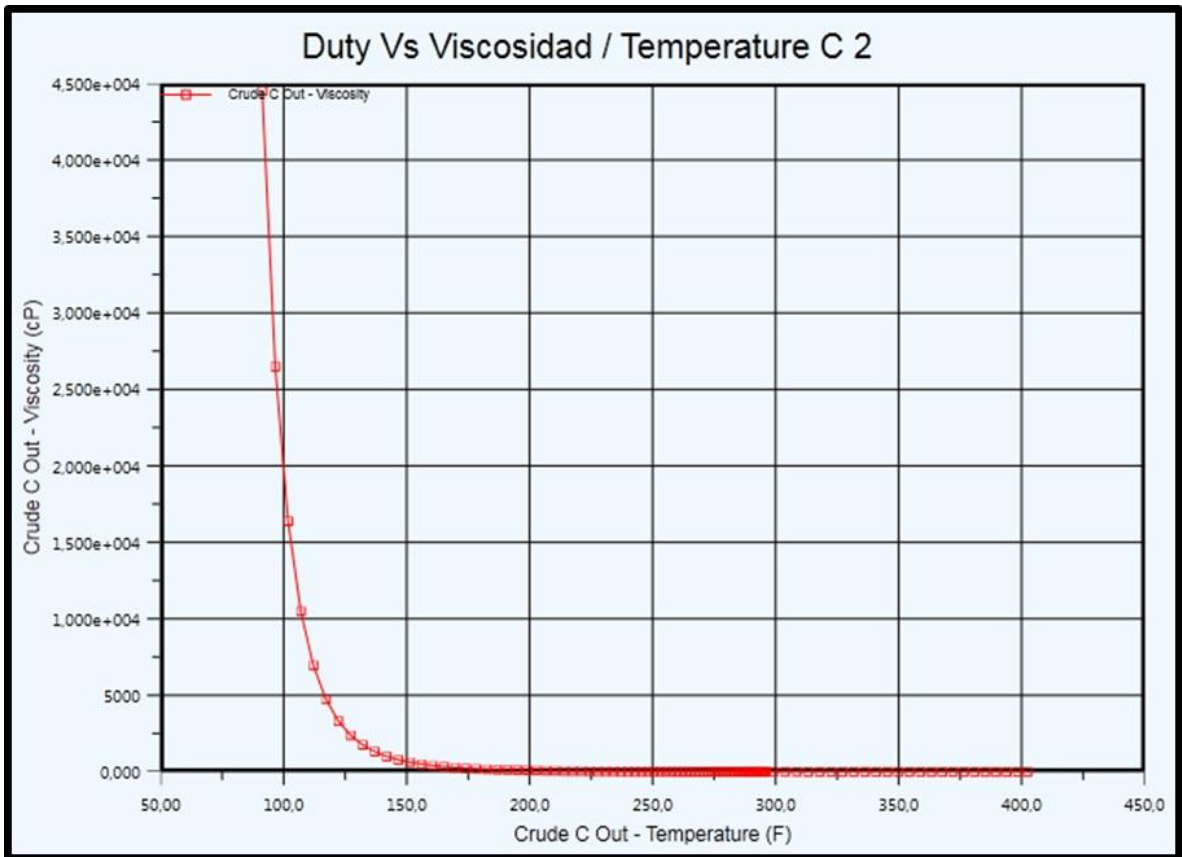
4.6.6 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango amplio del duty. Llevando el duty a un rango amplio desde 0 (Btu/hr) hasta los 20.000.000 (Btu/h) se muestra la variación de la viscosidad desde 44.520 (cP) hasta los 4,3 (cP) y la temperatura del crudo de salida desde 91,28 (°F) hasta los 402,3 (°F) (ver figura 35), utilizando 101 etapas para simulación del proceso.

Figura 35. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango amplio.



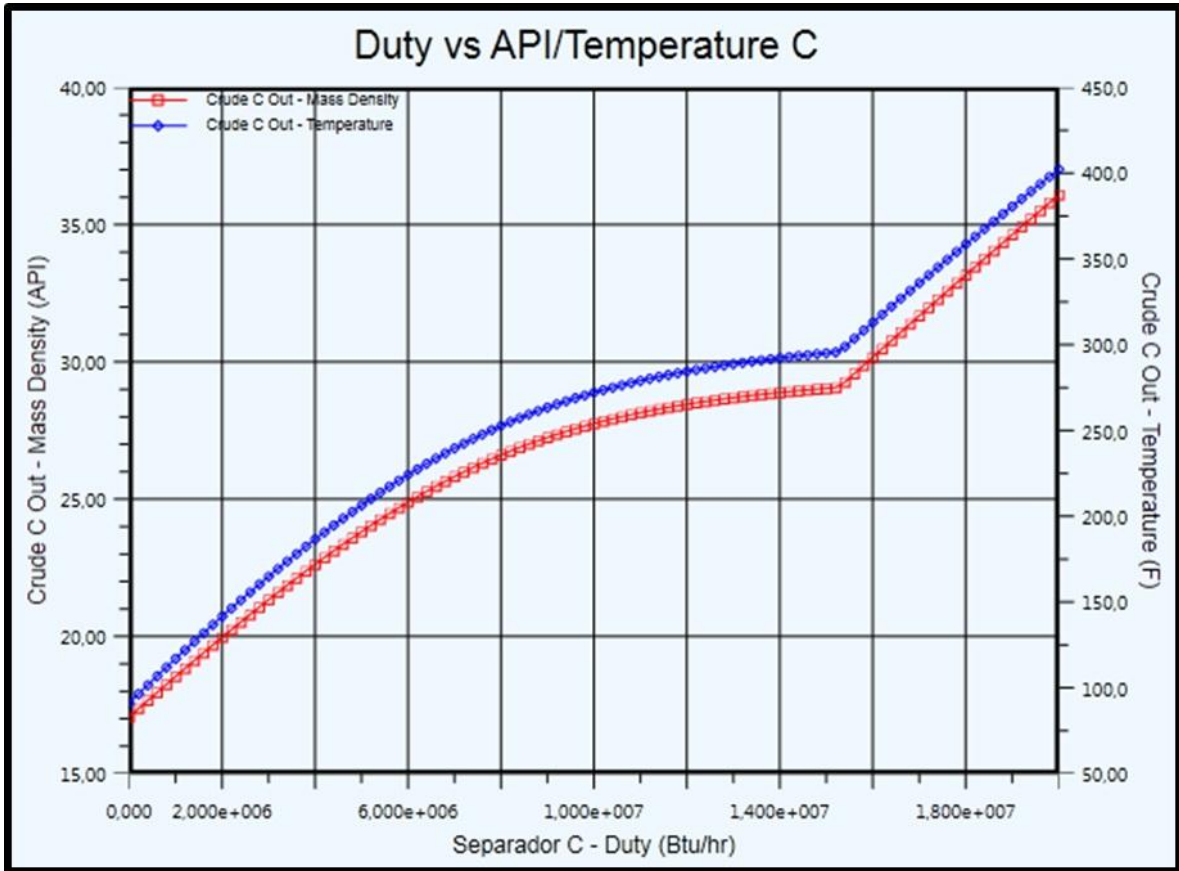
En la figura 36 se observa la sensibilidad de la viscosidad desde 44.520 (cP) hasta los 4,3 (cP) en función del cambio de la temperatura de salida del crudo en un rango de desde 91,28 (°F) hasta los 402,3 (°F), llegando a un valor de 4,3 (cp) para una temperatura de 402,3 (°F).

Figura 36. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango amplio.



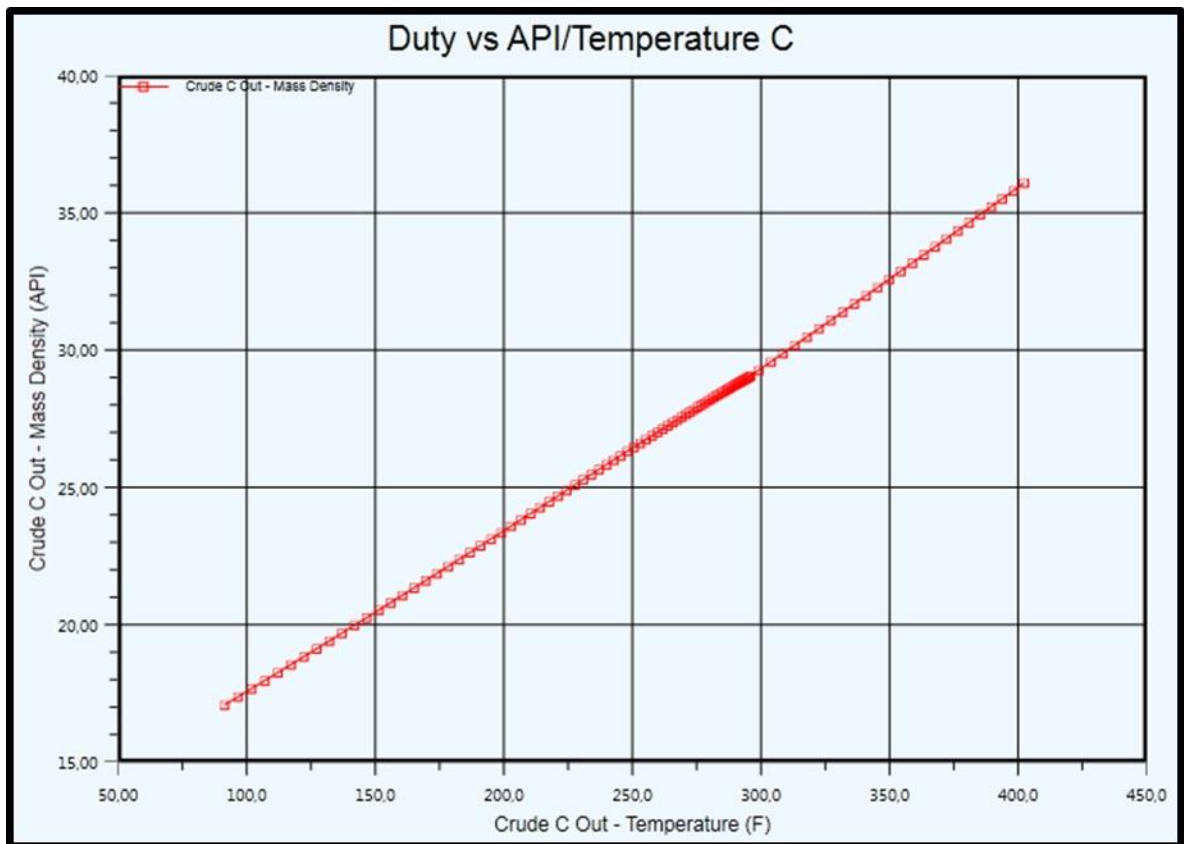
4.6.7 Variación del API y la temperatura del crudo de salida. En la variación del API y la temperatura del crudo de salida con el duty del equipo en el rango amplio desde 0 (Btu/hr) hasta los 20.000.000 (Btu/h), se observan valores de API desde 17,07° hasta 36,09° utilizando 101 etapas, como se aprecia en la figura 37.

Figura 37. Duty vs Temperatura / API en rango amplio.



En la figura 38 se observa la sensibilidad del API desde 17,07° hasta 36,09° en función del cambio de la temperatura de salida del crudo en un rango de desde 91,28 (°F) hasta los 402,3 (°F), llegando a un valor de 36,09° API para una temperatura de 402,3 (°F).

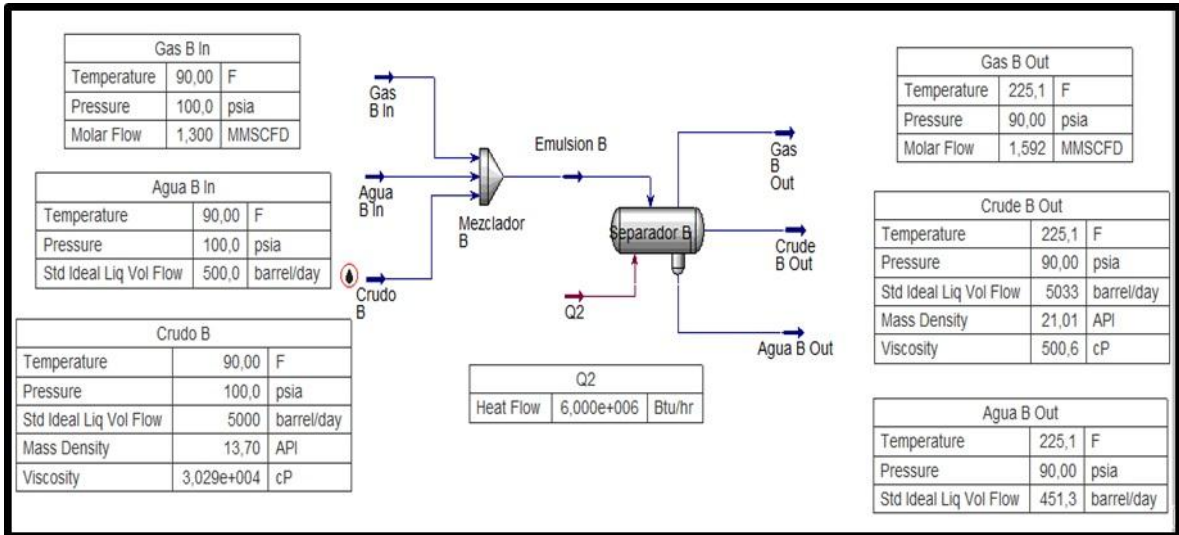
Figura 38. Sensibilidad del comportamiento del API con el cambio en la temperatura.



4.7 MODELAMIENTO CASO 3.

El modelamiento se realiza con el Assay para crudo de 13,7° API con el respectivo gas y agua de producción, sus composiciones se pueden observar en el anexo C. Las corrientes ingresan al mezclador con una presión de 100 (psia), una temperatura de 90 (°F), un GOR de 260 (ft³gas/bbl crudo) un BSW de 10 (%) y una viscosidad de 30.290 (cP), los flujos de cada una de las corrientes se pueden observar en la figura 39.

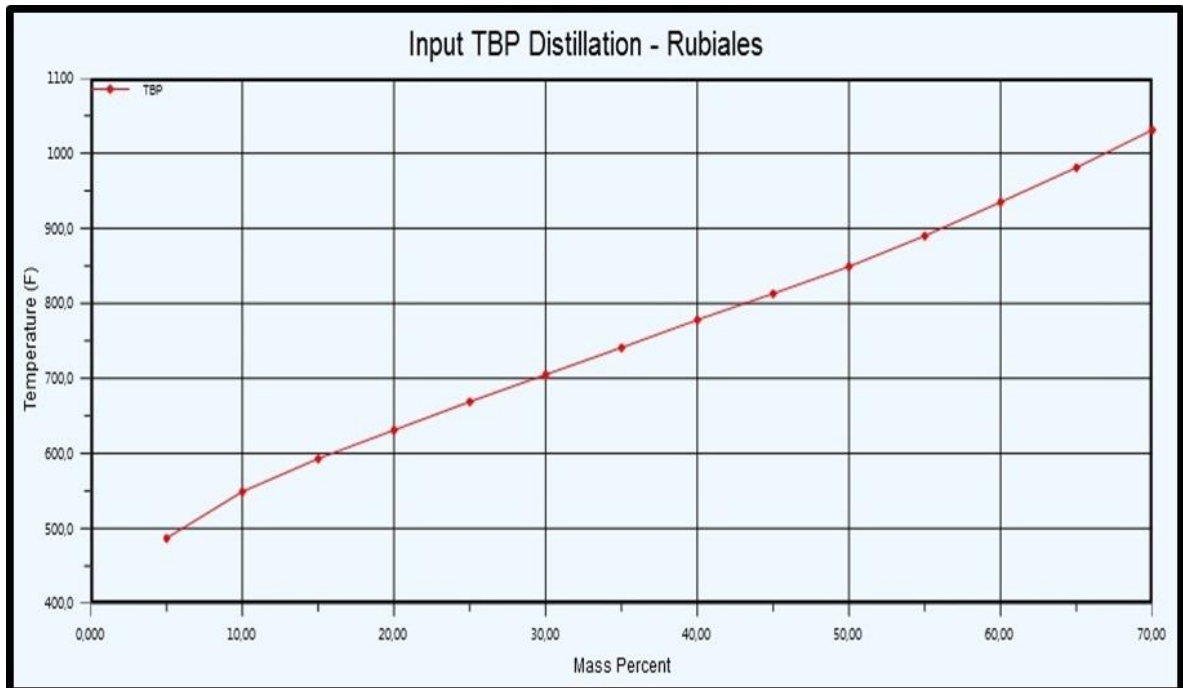
Figura 39. Simulación del proceso para el caso 3.



La corriente emulsión que contiene la mezcla de las tres corrientes de entrada pasa al separador trifásico donde se le adiciona una corriente de energía de 6.000.000 (Btu/hr) para hacer el ajuste de temperatura y llevar el tratador a una presión de 90 (psia), una temperatura de 225,1 (°F) y obteniendo una viscosidad de 500,6 (cP), llevando la mezcla a 21,01° API, se aumenta el volumen de crudo en 33 barriles por día, producto de la condensación del gas.

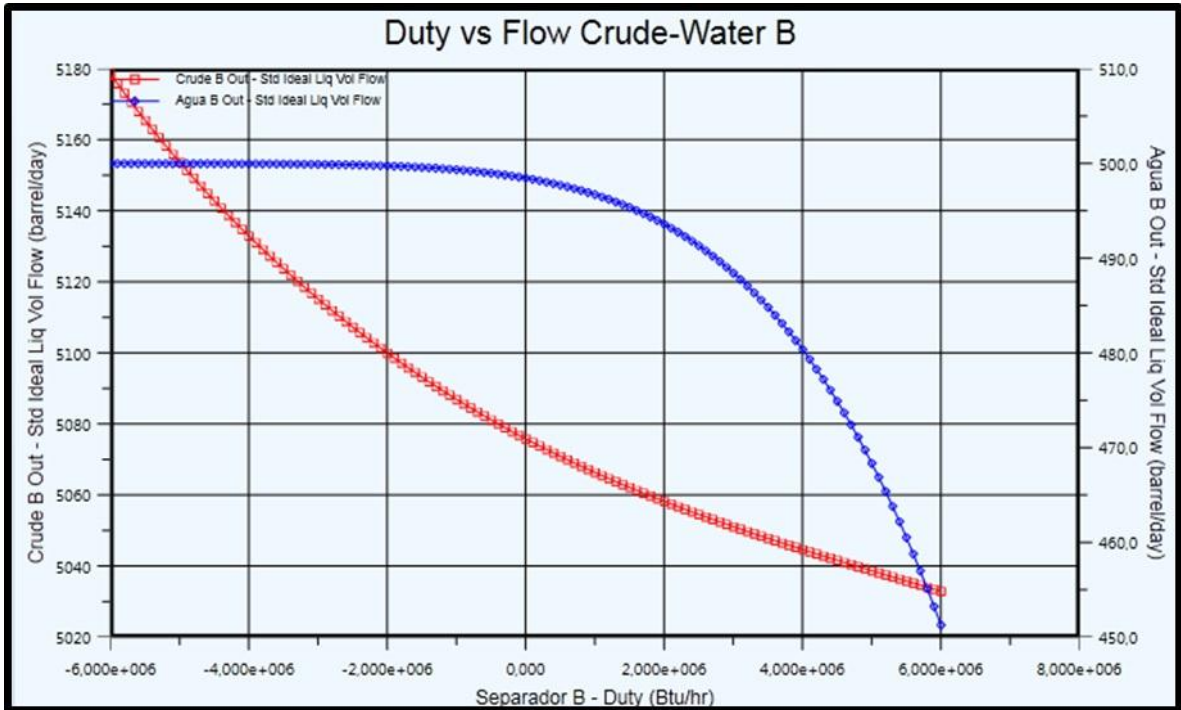
4.7.1 Curva de destilación TBP del crudo calculada. En La curva de destilación TBP (True Boiling Point) se observa la temperatura de ebullición de los componentes del crudo, para el caso analizado, en la figura 40 se observa que la pérdida de componentes livianos empieza a la temperatura de 487 (°F).

Figura 40. Curva de destilación TBP del crudo calculada por Aspen-Hysys V. 8.8.



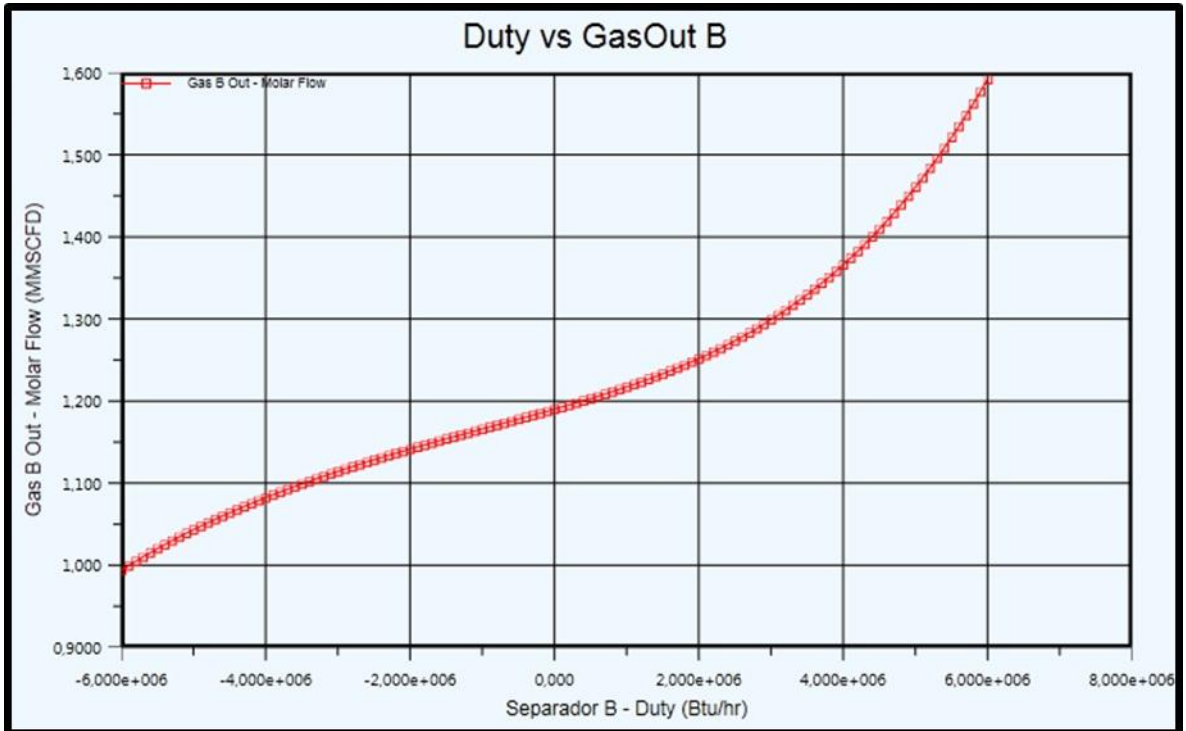
4.7.2 Variación de los flujos Agua y crudo de salida con el duty. La capacidad de absorción de calor de diseño (duty) en un rango menor desde -6.000.000 (Btu/hr) hasta los 6.000.000 (Btu/h) muestra las variaciones de los flujos Agua desde 500 (bbl) hasta los 451,3 (bbl) y crudo de salida desde 5.179 (bbl) hasta los 5.033 (bbl) (ver figura 41), utilizando 121 etapas para simulación del proceso.

Figura 41. Duty vs Flujo de agua y crudo en rango menor.



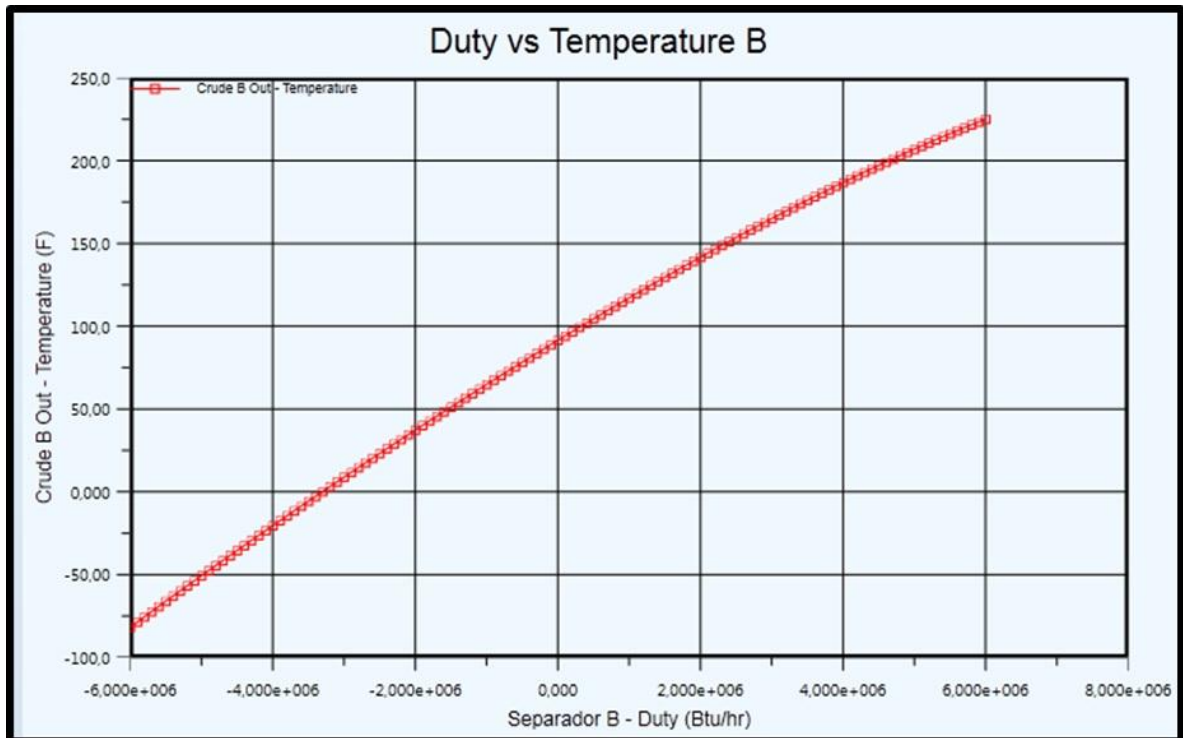
4.7.3 Variación del flujo de salida del gas con el duty. Con un duty en un rango menor desde -6.000.000 (Btu/hr) hasta los 6.000.000 (Btu/h) muestra la variación del flujo de gas a la salida desde 0,93 (MMSCFD) y hasta los 1,75 (MMSCFD) (ver figura 42), utilizando 121 etapas para simulación del proceso.

Figura 42. Duty vs Flujo de gas en rango menor.



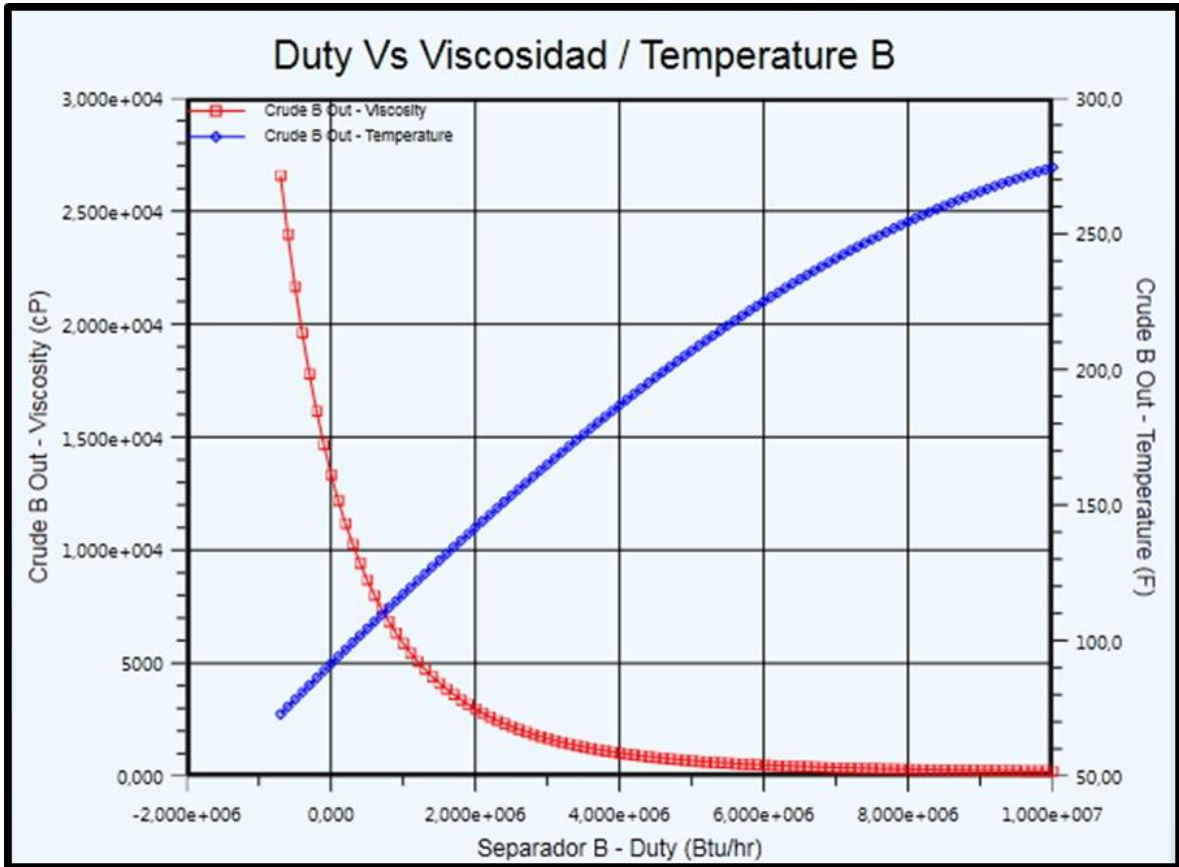
4.7.4 Variación de la Temperatura de salida del crudo con el duty. La variación de la temperatura de salida del crudo desde -81,72 (°F) hasta 225,1 (°F) en función del duty para un rango menor desde -6.000.000 (Btu/hr) hasta los 6.000.000 (Btu/h) se observa en la figura 43, para llevarla a cabo esta simulación se utilizaron 121 etapas.

Figura 43. Duty vs Temperatura salida del crudo en rango menor.



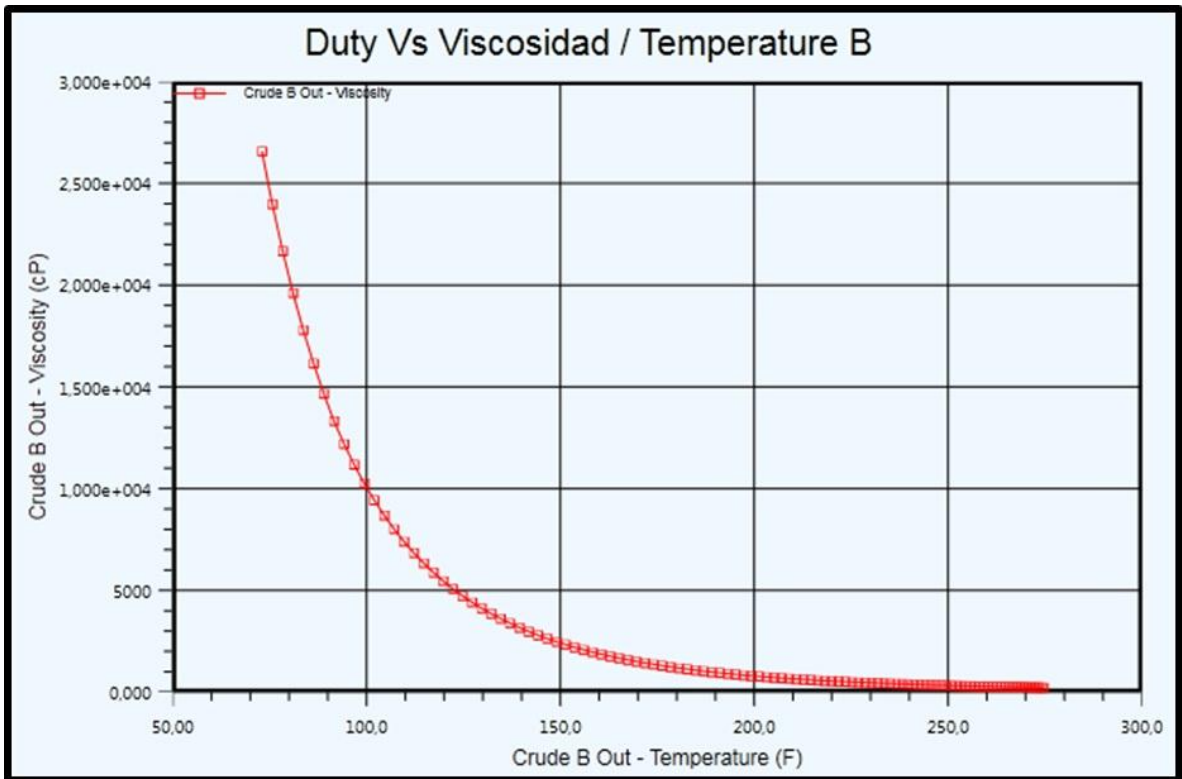
4.7.5 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango medio del duty. La viscosidad desde 26.590 (cP) hasta 236,9 (cP) y la temperatura del crudo de salida desde 72,99 (°F) hasta 274,6 (°F) en función del duty para un rango medio desde -7.000.000 (Btu/hr) hasta los 10.000.000 (Btu/h) se muestra en la figura 44, para llevarla a cabo esta simulación se utilizaron 108 etapas.

Figura 44. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango medio.



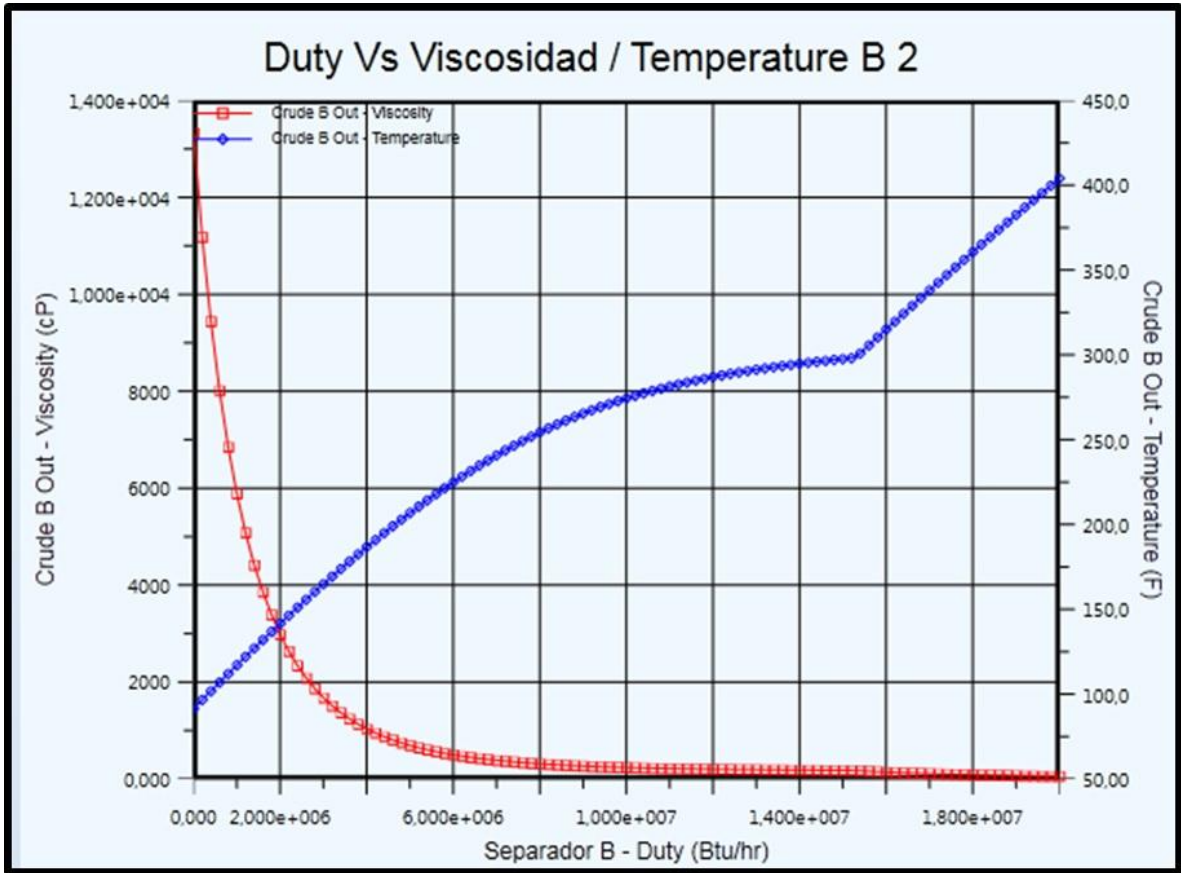
En la figura 45 se observa la sensibilidad de la viscosidad desde 26.590 (cP) hasta los 236,9 (cP) en función del cambio de la temperatura de salida del crudo en un rango de desde 72,99 (°F) hasta los 274,6 (°F).

Figura 45. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango medio.



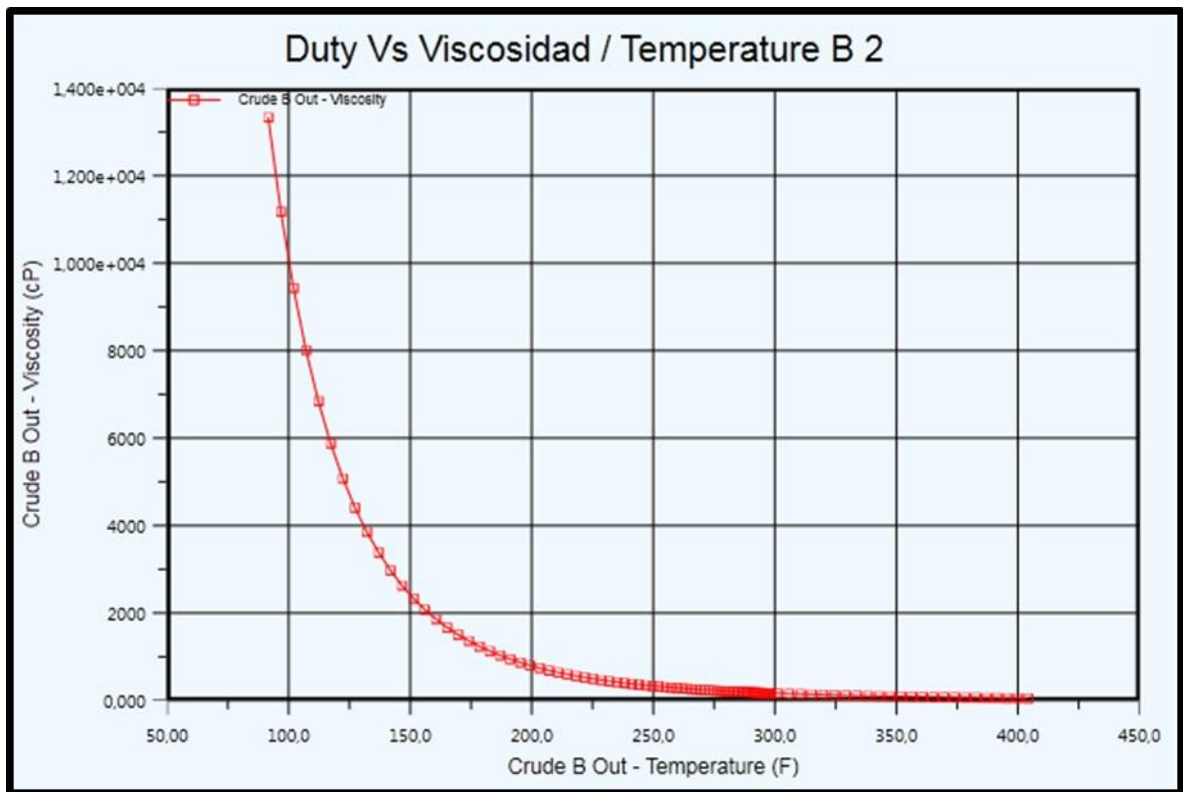
4.7.6 Variación de la viscosidad y temperatura del crudo de salida en el rango amplio del duty. Llevando el duty a un rango amplio desde 0 (Btu/hr) hasta los 20.000.000 (Btu/h) se muestra la variación de la viscosidad desde 13.340 (cP) hasta los 60,42 (cP) y la temperatura del crudo de salida desde 91,54 (°F) hasta los 404,1 (°F) (ver figura 46), utilizando 101 etapas para simulación del proceso.

Figura 46. Duty vs Temperatura / Viscosidad en rango amplio.



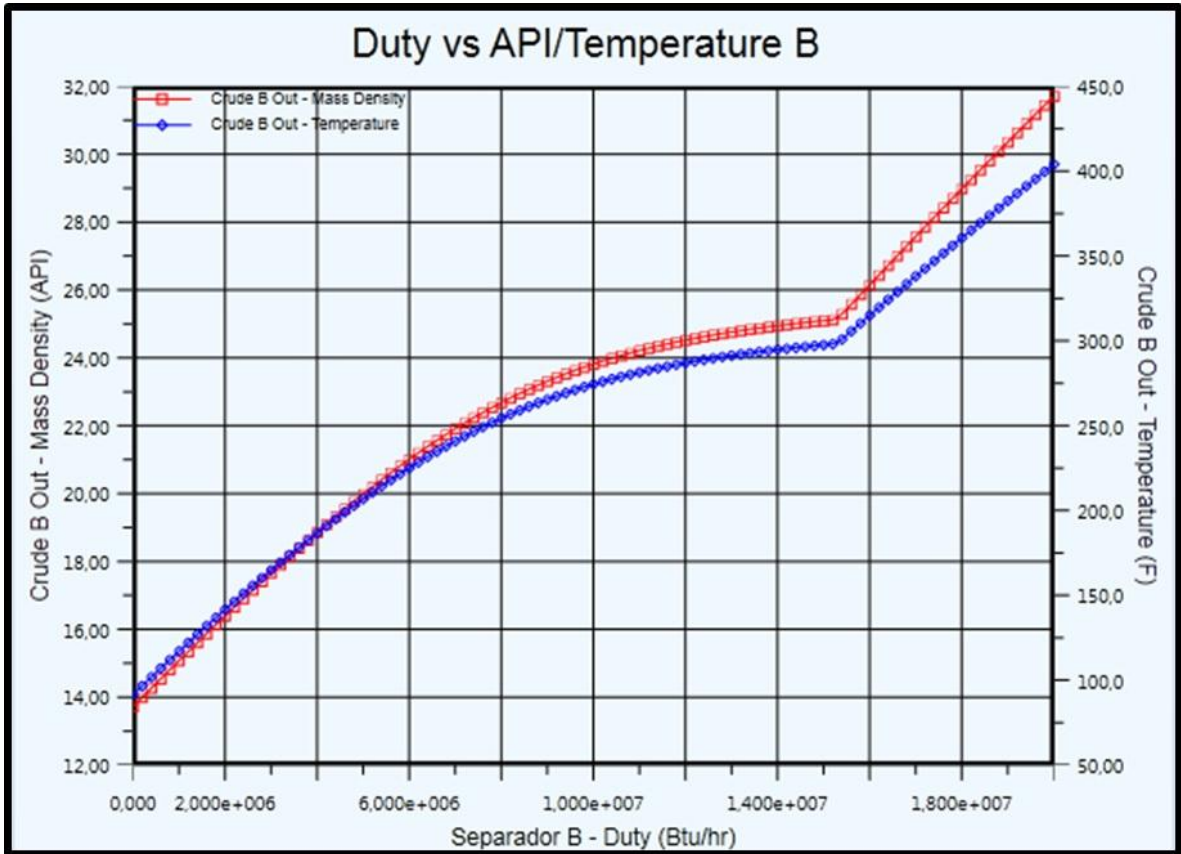
En la figura 47 se observa la sensibilidad de la viscosidad desde 13.340 (cP) hasta los 60,42 (cP) en función del cambio de la temperatura de salida del crudo en un rango desde 91,54 (°F) hasta los 404,1 (°F), llegando a un valor de 60,42 (cp) para una temperatura de 404,1 (°F).

Figura 47. Sensibilidad del comportamiento de la viscosidad con el cambio en la temperatura del crudo de salida en rango amplio.



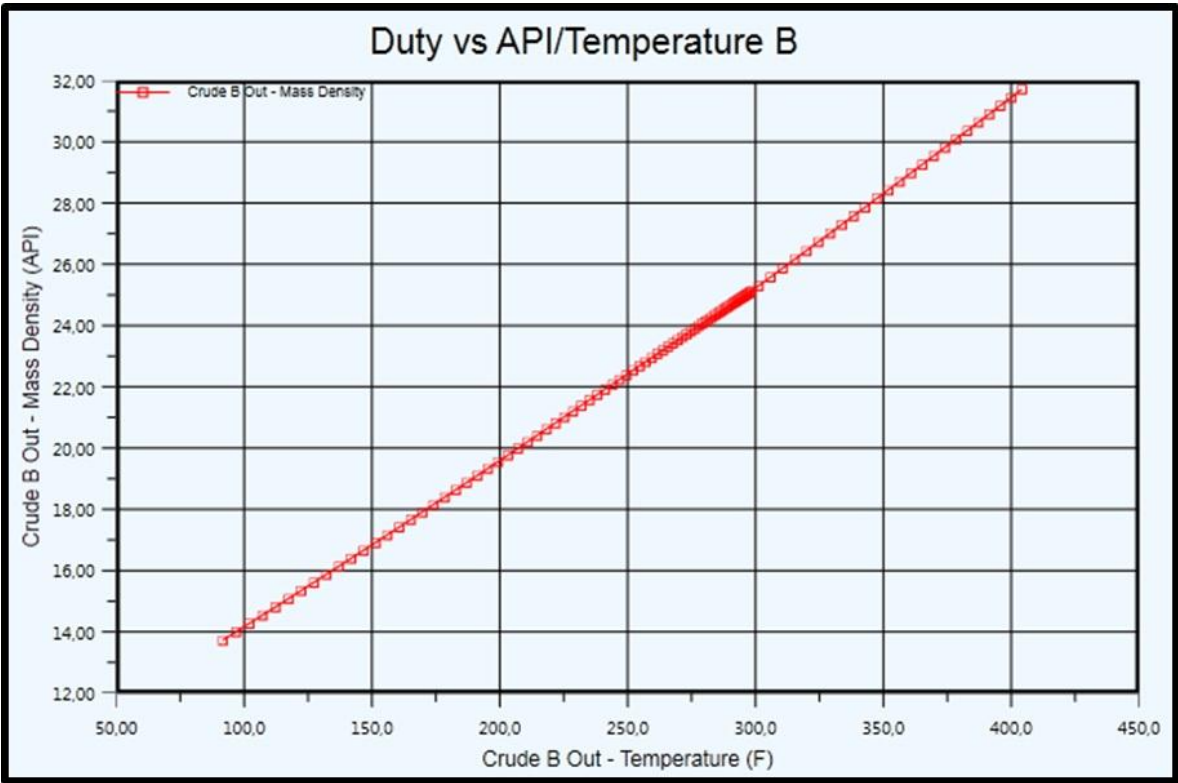
4.7.7 Variación del API y la temperatura del crudo de salida. En la variación del API y la temperatura del crudo de salida con el duty del equipo en el rango amplio desde 0 (Btu/hr) hasta los 20.000.000 (Btu/h), se observan valores de API desde 13,72° hasta 31,71° utilizando 101 etapas, como se aprecia en la figura 48.

Figura 48. Duty vs Temperatura / API en rango amplio.



En la figura 49 se observa la sensibilidad del API desde 13,72° hasta 31,71° en función del cambio de la temperatura de salida del crudo en un rango de desde 91,54 (°F) hasta los 404,1 (°F), llegando a un valor de 31,71° API para una temperatura de 404,1 (°F).

Figura 49. Sensibilidad del comportamiento del API con el cambio en la temperatura.



5. CONCLUSIONES

El simulador Aspen-Hysys es una herramienta sumamente útil para el dimensionamiento y aproximación del comportamiento de los tratadores térmicos en instalaciones de deshidratación de crudos.

La utilización de equipos térmicos para la deshidratación del crudo es uno de los métodos más utilizados en la industria petrolera, obteniéndose una alta eficiencia generalmente en crudos pesados y de alta viscosidad.

En el método térmico el calor aumenta el movimiento de las gotas muy pequeñas y hace que se choquen con más frecuencia y mayor fuerza, produciendo una reducción de la viscosidad del petróleo en la fase continua, al mismo tiempo permite que el agua se precipite más rápido. Estos efectos del calor aceleran el proceso de separación del agua del petróleo.

Se observa que el aumento de temperatura en el tratador térmico mejora parcialmente la separación de las fases, debido a que las gotas de agua no coalescen uniformemente, lo que indica que el calentamiento excesivo en el tratador no ayuda de manera práctica al rendimiento del equipo.

El tratador térmico presentó un comportamiento de deshidratación para crudos pesados muy eficiente debido principalmente a la alta sensibilidad de la viscosidad a los cambios de temperatura, por esta razón el tratador térmico deshidrató el crudo pesado a valores de BSW inferiores al 10 % en el tercer escenario propuesto, con temperaturas mayores de 225 °F.

BIBLIOGRAFÍA

ARIAS ODON, Fidias G. El proyecto de investigación, guía para su elaboración. 3 ed. Caracas: Episteme. 2006.

ARNOLD, Kenneth y STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of oil – Handling systems and facilities. 3 ed. Houston: Elsevier. 2008.

CASTAÑEDA MONTENEGRO, Lady Zamira. Evaluación conceptual de alternativas para el transporte por oleoducto de crudos pesados producidos en los llanos orientales. Trabajo de Monografía Especialista en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. 2014.

CIFUENTES BERMUDEZ, Ivan Darío y SANABRIA PATIÑO, Johana Carolina. Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejo de crudos pesados y bituminosos (Campo Rubiales). Trabajo de grado Ingenieros de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. 2010.

CRISTANCHO VELASCO, Diana Marcela y HOYOS ROMÁN, Jorge Mario. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del campo colorado. Trabajo de grado Ingenieros de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. 2008.

KOKAL, Sunil L. Crude oil emulsions: a state of the art review. San Antonio: Saudi Aramco - Society of Petroleum Engineers. Paper SPE: 77497. 2005.

LAKE, Larry W. Petroleum Engineering Handbook. Vol. 1 y 3. Houston: Society of Petroleum Engineers. 2006

MARFISI VALLADARES, Shirley. Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Tesis de Doctorado en Ciencias Aplicadas, mención en Ingeniería Química. Mérida: Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. 2005.

MARFISI, Shirley y SALAGER, Jean Louis. Deshidratación de crudo - principios y tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP. Laboratorio de Formulación, Interfaces, Reología y Procesos FIRP. Mérida: Universidad de los Andes. 2004.

MEDINA CÁCERES, Diego Fernando y RAMIREZ BELTRÁN, Libardo Alexander. Metodología para la selección, diseño y seguimiento del funcionamiento de equipos de tratamiento térmico de emulsiones de crudo y agua. Trabajo de grado Ingenieros de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. 2012.

MONTES Páez, Erik Giovanny. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Trabajo de Monografía Especialista en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. 2010.

NARANJO Agudelo, Abel de Jesús. Manejo de producción en campos de petróleo. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. 1989.

SILVA SÁNCHEZ, Juan Armando. Diseño Conceptual De Equipos Para El Tratamiento De Crudos Y Aguas Efluentes. Tesis de Maestría en Ingeniería de Petróleo. Maracaibo: Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. 2005.

VERA MERA, Jorge Alberto. Estudio para la implementación de un deshidratador de agua libre asociado a un calentador de crudo, acoplado a un equipo electrostático en el campo TIPISHCA. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2011.

ANEXOS

ANEXO A. COMPOSICION DEL CRUDO, GAS Y AGUA PARA EL CASO DE ESTUDIO 1.

Composición del Crudo	
Componente	Fracción molar
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
H2O	0,0000
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
H2S	0,0000
Mycyclopentan	0,0000
Benzene	0,0000
Cyclohexane	0,0000
Mycyclohexane	0,0000
Toluene	0,0000
E-Benzene	0,0000
p-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0000
n-Nonane	0,0000
TEGlycol	0,0000
NBP[0]91*	0,0352
NBP[0]114*	0,0295
NBP[0]142*	0,0233
NBP[0]170*	0,0331
NBP[0]194*	0,0428
NBP[0]220*	0,0537
NBP[0]243*	0,0505
NBP[0]271*	0,0332

Composición del Gas	
Componente	Fracción molar
Methane	0,8151
Ethane	0,0802
Propane	0,0558
i-Butane	0,0138
n-Butane	0,0138
i-Pentane	0,0049
n-Pentane	0,0032
n-Hexane	0,0029
n-Heptane	0,0008
n-Octane	0,0003
H2O	0,0000
Nitrogen	0,0016
CO2	0,0060
H2S	0,0000
Mycyclopentan	0,0005
Benzene	0,0002
Cyclohexane	0,0005
Mycyclohexane	0,0000
Toluene	0,0002
E-Benzene	0,0000
p-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0001
n-Nonane	0,0000
TEGlycol	0,0000
NBP[0]91*	0,0000
NBP[0]114*	0,0000
NBP[0]142*	0,0000
NBP[0]170*	0,0000
NBP[0]194*	0,0000
NBP[0]220*	0,0000
NBP[0]243*	0,0000
NBP[0]271*	0,0000

Composición del Agua	
Componente	Fracción molar
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
H2O	1,0000
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
H2S	0,0000
Mycyclopentan	0,0000
Benzene	0,0000
Cyclohexane	0,0000
Mycyclohexane	0,0000
Toluene	0,0000
E-Benzene	0,0000
p-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0000
n-Nonane	0,0000
TEGlycol	0,0000
NBP[0]91*	0,0000
NBP[0]114*	0,0000
NBP[0]142*	0,0000
NBP[0]170*	0,0000
NBP[0]194*	0,0000
NBP[0]220*	0,0000
NBP[0]243*	0,0000
NBP[0]271*	0,0000

Componente	Fracción molar
NBP[0]322*	0,0262
NBP[0]348*	0,0240
NBP[0]374*	0,0224
NBP[0]400*	0,0220
NBP[0]426*	0,0220
NBP[0]452*	0,0226
NBP[0]478*	0,0224
NBP[0]504*	0,0218
NBP[0]529*	0,0215
NBP[0]555*	0,0219
NBP[0]581*	0,0229
NBP[0]607*	0,0238
NBP[0]633*	0,0237
NBP[0]658*	0,0233
NBP[0]684*	0,0217
NBP[0]710*	0,0202
NBP[0]736*	0,0196
NBP[0]762*	0,0188
NBP[0]788*	0,0182
NBP[0]825*	0,0332
NBP[0]875*	0,0289
NBP[0]925*	0,0236
NBP[0]975*	0,0209
NBP[0]1026*	0,0199
NBP[0]1075*	0,0198
NBP[0]1124*	0,0174
NBP[0]1175*	0,0154
NBP[0]1245*	0,0240
NBP[0]1342*	0,0156
NBP[0]1440*	0,0130
NBP[0]1545*	0,0075
NBP[0]1634*	0,0055
NBP[0]1738*	0,0032
NBP[0]1841*	0,0023
NBP[0]1937*	0,0026

Componente	Fracción molar
NBP[0]322*	0,0000
NBP[0]348*	0,0000
NBP[0]374*	0,0000
NBP[0]400*	0,0000
NBP[0]426*	0,0000
NBP[0]452*	0,0000
NBP[0]478*	0,0000
NBP[0]504*	0,0000
NBP[0]529*	0,0000
NBP[0]555*	0,0000
NBP[0]581*	0,0000
NBP[0]607*	0,0000
NBP[0]633*	0,0000
NBP[0]658*	0,0000
NBP[0]684*	0,0000
NBP[0]710*	0,0000
NBP[0]736*	0,0000
NBP[0]762*	0,0000
NBP[0]788*	0,0000
NBP[0]825*	0,0000
NBP[0]875*	0,0000
NBP[0]925*	0,0000
NBP[0]975*	0,0000
NBP[0]1026*	0,0000
NBP[0]1075*	0,0000
NBP[0]1124*	0,0000
NBP[0]1175*	0,0000
NBP[0]1245*	0,0000
NBP[0]1342*	0,0000
NBP[0]1440*	0,0000
NBP[0]1545*	0,0000
NBP[0]1634*	0,0000
NBP[0]1738*	0,0000
NBP[0]1841*	0,0000
NBP[0]1937*	0,0000

Componente	Fracción molar
NBP[0]322*	0,0000
NBP[0]348*	0,0000
NBP[0]374*	0,0000
NBP[0]400*	0,0000
NBP[0]426*	0,0000
NBP[0]452*	0,0000
NBP[0]478*	0,0000
NBP[0]504*	0,0000
NBP[0]529*	0,0000
NBP[0]555*	0,0000
NBP[0]581*	0,0000
NBP[0]607*	0,0000
NBP[0]633*	0,0000
NBP[0]658*	0,0000
NBP[0]684*	0,0000
NBP[0]710*	0,0000
NBP[0]736*	0,0000
NBP[0]762*	0,0000
NBP[0]788*	0,0000
NBP[0]825*	0,0000
NBP[0]875*	0,0000
NBP[0]925*	0,0000
NBP[0]975*	0,0000
NBP[0]1026*	0,0000
NBP[0]1075*	0,0000
NBP[0]1124*	0,0000
NBP[0]1175*	0,0000
NBP[0]1245*	0,0000
NBP[0]1342*	0,0000
NBP[0]1440*	0,0000
NBP[0]1545*	0,0000
NBP[0]1634*	0,0000
NBP[0]1738*	0,0000
NBP[0]1841*	0,0000
NBP[0]1937*	0,0000

ANEXO B. COMPOSICION DEL CRUDO, GAS Y AGUA PARA EL CASO DE ESTUDIO 2.

Composición del Crudo	
Componente	Fracción molar
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
H2O	0,0000
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
H2S	0,0000
Mycyclopentan	0,0000
Benzene	0,0000
Cyclohexane	0,0000
Mcyclohexane	0,0000
Toluene	0,0000
E-Benzene	0,0000
p-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0000
n-Nonane	0,0000
TEGlycol	0,0000
NBP[0]19*	0,0089
NBP[0]44*	0,0080
NBP[0]68*	0,0077
NBP[0]91*	0,0077
NBP[0]116*	0,0083
NBP[0]141*	0,0088
NBP[0]168*	0,0098
NBP[0]194*	0,0104
NBP[0]218*	0,0107

Composición del Gas	
Componente	Fracción molar
Methane	0,8151
Ethane	0,0802
Propane	0,0558
i-Butane	0,0138
n-Butane	0,0138
i-Pentane	0,0049
n-Pentane	0,0032
n-Hexane	0,0029
n-Heptane	0,0008
n-Octane	0,0003
H2O	0,0000
Nitrogen	0,0016
CO2	0,0060
H2S	0,0000
Mycyclopentan	0,0005
Benzene	0,0002
Cyclohexane	0,0005
Mcyclohexane	0,0000
Toluene	0,0002
E-Benzene	0,0000
p-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0001
n-Nonane	0,0000
TEGlycol	0,0000
NBP[0]19*	0,0000
NBP[0]44*	0,0000
NBP[0]68*	0,0000
NBP[0]91*	0,0000
NBP[0]116*	0,0000
NBP[0]141*	0,0000
NBP[0]168*	0,0000
NBP[0]194*	0,0000
NBP[0]218*	0,0000

Composición del Agua	
Componente	Fracción molar
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
H2O	1,0000
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
H2S	0,0000
Mycyclopentan	0,0000
Benzene	0,0000
Cyclohexane	0,0000
Mcyclohexane	0,0000
Toluene	0,0000
E-Benzene	0,0000
p-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0000
n-Nonane	0,0000
TEGlycol	0,0000
NBP[0]19*	0,0000
NBP[0]44*	0,0000
NBP[0]68*	0,0000
NBP[0]91*	0,0000
NBP[0]116*	0,0000
NBP[0]141*	0,0000
NBP[0]168*	0,0000
NBP[0]194*	0,0000
NBP[0]218*	0,0000

Componente	Fracción molar
NBP[0]267*	0,0112
NBP[0]291*	0,0104
NBP[0]317*	0,0129
NBP[0]342*	0,0165
NBP[0]366*	0,0142
NBP[0]392*	0,0154
NBP[0]416*	0,0174
NBP[0]441*	0,0199
NBP[0]465*	0,0197
NBP[0]490*	0,0190
NBP[0]515*	0,0197
NBP[0]540*	0,0221
NBP[0]564*	0,0227
NBP[0]592*	0,0397
NBP[0]617*	0,0962
NBP[0]636*	0,0457
NBP[0]664*	0,0334
NBP[0]689*	0,0325
NBP[0]714*	0,0366
NBP[0]739*	0,0375
NBP[0]764*	0,0379
NBP[0]788*	0,0372
NBP[0]825*	0,0680
NBP[0]875*	0,0578
NBP[0]924*	0,0469
NBP[0]973*	0,0379
NBP[0]1023*	0,0254
NBP[0]1073*	0,0212
NBP[0]1126*	0,0122
NBP[0]1171*	0,0089
NBP[0]1270*	0,0125

Componente	Fracción molar
NBP[0]267*	0,0000
NBP[0]291*	0,0000
NBP[0]317*	0,0000
NBP[0]342*	0,0000
NBP[0]366*	0,0000
NBP[0]392*	0,0000
NBP[0]416*	0,0000
NBP[0]441*	0,0000
NBP[0]465*	0,0000
NBP[0]490*	0,0000
NBP[0]515*	0,0000
NBP[0]540*	0,0000
NBP[0]564*	0,0000
NBP[0]592*	0,0000
NBP[0]617*	0,0000
NBP[0]636*	0,0000
NBP[0]664*	0,0000
NBP[0]689*	0,0000
NBP[0]714*	0,0000
NBP[0]739*	0,0000
NBP[0]764*	0,0000
NBP[0]788*	0,0000
NBP[0]825*	0,0000
NBP[0]875*	0,0000
NBP[0]924*	0,0000
NBP[0]973*	0,0000
NBP[0]1023*	0,0000
NBP[0]1073*	0,0000
NBP[0]1126*	0,0000
NBP[0]1171*	0,0000
NBP[0]1270*	0,0000

Componente	Fracción molar
NBP[0]267*	0,0000
NBP[0]291*	0,0000
NBP[0]317*	0,0000
NBP[0]342*	0,0000
NBP[0]366*	0,0000
NBP[0]392*	0,0000
NBP[0]416*	0,0000
NBP[0]441*	0,0000
NBP[0]465*	0,0000
NBP[0]490*	0,0000
NBP[0]515*	0,0000
NBP[0]540*	0,0000
NBP[0]564*	0,0000
NBP[0]592*	0,0000
NBP[0]617*	0,0000
NBP[0]636*	0,0000
NBP[0]664*	0,0000
NBP[0]689*	0,0000
NBP[0]714*	0,0000
NBP[0]739*	0,0000
NBP[0]764*	0,0000
NBP[0]788*	0,0000
NBP[0]825*	0,0000
NBP[0]875*	0,0000
NBP[0]924*	0,0000
NBP[0]973*	0,0000
NBP[0]1023*	0,0000
NBP[0]1073*	0,0000
NBP[0]1126*	0,0000
NBP[0]1171*	0,0000
NBP[0]1270*	0,0000

ANEXO C. COMPOSICION DEL CRUDO, GAS Y AGUA PARA EL CASO DE ESTUDIO 3.

Composición del Crudo	
Componente	Fracción molar
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
H2O	0,0000
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
H2S	0,0000
Mycyclopentan	0,0000
Benzene	0,0000
Cyclohexane	0,0000
Mcyclohexane	0,0000
Toluene	0,0000
E-Benzene	0,0000
p-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0000
n-Nonane	0,0000
TEGlycol	0,0000
NBP[0]91*	0,0000
NBP[0]114*	0,0000
NBP[0]142*	0,0000
NBP[0]170*	0,0000
NBP[0]194*	0,0000
NBP[0]220*	0,0000
NBP[0]243*	0,0000
NBP[0]271*	0,0000
NBP[0]297*	0,0000

Composición del Gas	
Componente	Fracción molar
Methane	0,8151
Ethane	0,0802
Propane	0,0558
i-Butane	0,0138
n-Butane	0,0138
i-Pentane	0,0049
n-Pentane	0,0032
n-Hexane	0,0029
n-Heptane	0,0008
n-Octane	0,0003
H2O	0,0000
Nitrogen	0,0016
CO2	0,0060
H2S	0,0000
Mycyclopentan	0,0005
Benzene	0,0002
Cyclohexane	0,0005
Mcyclohexane	0,0000
Toluene	0,0002
E-Benzene	0,0000
p-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0001
n-Nonane	0,0000
TEGlycol	0,0000
NBP[0]91*	0,0000
NBP[0]114*	0,0000
NBP[0]142*	0,0000
NBP[0]170*	0,0000
NBP[0]194*	0,0000
NBP[0]220*	0,0000
NBP[0]243*	0,0000
NBP[0]271*	0,0000
NBP[0]297*	0,0000

Composición del Agua	
Componente	Fracción molar
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
H2O	1,0000
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
H2S	0,0000
Mycyclopentan	0,0000
Benzene	0,0000
Cyclohexane	0,0000
Mcyclohexane	0,0000
Toluene	0,0000
E-Benzene	0,0000
p-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0000
n-Nonane	0,0000
TEGlycol	0,0000
NBP[0]91*	0,0000
NBP[0]114*	0,0000
NBP[0]142*	0,0000
NBP[0]170*	0,0000
NBP[0]194*	0,0000
NBP[0]220*	0,0000
NBP[0]243*	0,0000
NBP[0]271*	0,0000
NBP[0]297*	0,0000

Componente	Fracción molar
NBP[0]348*	0,0000
NBP[0]374*	0,0000
NBP[0]400*	0,0000
NBP[0]426*	0,0000
NBP[0]452*	0,0000
NBP[0]478*	0,0000
NBP[0]504*	0,0000
NBP[0]529*	0,0000
NBP[0]555*	0,0000
NBP[0]581*	0,0000
NBP[0]607*	0,0000
NBP[0]633*	0,0000
NBP[0]658*	0,0000
NBP[0]684*	0,0000
NBP[0]710*	0,0000
NBP[0]736*	0,0000
NBP[0]762*	0,0000
NBP[0]788*	0,0000
NBP[0]825*	0,0000
NBP[0]875*	0,0000
NBP[0]925*	0,0000
NBP[0]975*	0,0000
NBP[0]1026*	0,0000
NBP[0]1075*	0,0000
NBP[0]1124*	0,0000
NBP[0]1175*	0,0000
NBP[0]1245*	0,0000
NBP[0]1342*	0,0000
NBP[0]1440*	0,0000
NBP[0]1545*	0,0000
NBP[0]1634*	0,0000
NBP[0]1738*	0,0000
NBP[0]1841*	0,0000
NBP[0]1937*	0,0000
NBP[1]322*	0,0116
NBP[1]348*	0,0108
NBP[1]373*	0,0123
NBP[1]401*	0,0156

Componente	Fracción molar
NBP[0]348*	0,0000
NBP[0]374*	0,0000
NBP[0]400*	0,0000
NBP[0]426*	0,0000
NBP[0]452*	0,0000
NBP[0]478*	0,0000
NBP[0]504*	0,0000
NBP[0]529*	0,0000
NBP[0]555*	0,0000
NBP[0]581*	0,0000
NBP[0]607*	0,0000
NBP[0]633*	0,0000
NBP[0]658*	0,0000
NBP[0]684*	0,0000
NBP[0]710*	0,0000
NBP[0]736*	0,0000
NBP[0]762*	0,0000
NBP[0]788*	0,0000
NBP[0]825*	0,0000
NBP[0]875*	0,0000
NBP[0]925*	0,0000
NBP[0]975*	0,0000
NBP[0]1026*	0,0000
NBP[0]1075*	0,0000
NBP[0]1124*	0,0000
NBP[0]1175*	0,0000
NBP[0]1245*	0,0000
NBP[0]1342*	0,0000
NBP[0]1440*	0,0000
NBP[0]1545*	0,0000
NBP[0]1634*	0,0000
NBP[0]1738*	0,0000
NBP[0]1841*	0,0000
NBP[0]1937*	0,0000
NBP[1]322*	0,0000
NBP[1]348*	0,0000
NBP[1]373*	0,0000
NBP[1]401*	0,0000

Componente	Fracción molar
NBP[0]348*	0,0000
NBP[0]374*	0,0000
NBP[0]400*	0,0000
NBP[0]426*	0,0000
NBP[0]452*	0,0000
NBP[0]478*	0,0000
NBP[0]504*	0,0000
NBP[0]529*	0,0000
NBP[0]555*	0,0000
NBP[0]581*	0,0000
NBP[0]607*	0,0000
NBP[0]633*	0,0000
NBP[0]658*	0,0000
NBP[0]684*	0,0000
NBP[0]710*	0,0000
NBP[0]736*	0,0000
NBP[0]762*	0,0000
NBP[0]788*	0,0000
NBP[0]825*	0,0000
NBP[0]875*	0,0000
NBP[0]925*	0,0000
NBP[0]975*	0,0000
NBP[0]1026*	0,0000
NBP[0]1075*	0,0000
NBP[0]1124*	0,0000
NBP[0]1175*	0,0000
NBP[0]1245*	0,0000
NBP[0]1342*	0,0000
NBP[0]1440*	0,0000
NBP[0]1545*	0,0000
NBP[0]1634*	0,0000
NBP[0]1738*	0,0000
NBP[0]1841*	0,0000
NBP[0]1937*	0,0000
NBP[1]322*	0,0000
NBP[1]348*	0,0000
NBP[1]373*	0,0000
NBP[1]401*	0,0000

Componente	Fracción molar
NBP[1]451*	0,0189
NBP[1]480*	0,0255
NBP[1]503*	0,0304
NBP[1]530*	0,0390
NBP[1]555*	0,0441
NBP[1]581*	0,0459
NBP[1]607*	0,0481
NBP[1]632*	0,0461
NBP[1]658*	0,0439
NBP[1]684*	0,0437
NBP[1]710*	0,0421
NBP[1]736*	0,0397
NBP[1]762*	0,0374
NBP[1]788*	0,0371
NBP[1]825*	0,0659
NBP[1]875*	0,0523
NBP[1]925*	0,0445
NBP[1]975*	0,0398
NBP[1]1025*	0,0345
NBP[1]1075*	0,0302
NBP[1]1125*	0,0255
NBP[1]1174*	0,0221
NBP[1]1243*	0,0285
NBP[1]1339*	0,0205
NBP[1]1438*	0,0115
NBP[1]1526*	0,0069
NBP[1]1631*	0,0039
NBP[1]1727*	0,0037

Componente	Fracción molar
NBP[1]451*	0,0000
NBP[1]480*	0,0000
NBP[1]503*	0,0000
NBP[1]530*	0,0000
NBP[1]555*	0,0000
NBP[1]581*	0,0000
NBP[1]607*	0,0000
NBP[1]632*	0,0000
NBP[1]658*	0,0000
NBP[1]684*	0,0000
NBP[1]710*	0,0000
NBP[1]736*	0,0000
NBP[1]762*	0,0000
NBP[1]788*	0,0000
NBP[1]825*	0,0000
NBP[1]875*	0,0000
NBP[1]925*	0,0000
NBP[1]975*	0,0000
NBP[1]1025*	0,0000
NBP[1]1075*	0,0000
NBP[1]1125*	0,0000
NBP[1]1174*	0,0000
NBP[1]1243*	0,0000
NBP[1]1339*	0,0000
NBP[1]1438*	0,0000
NBP[1]1526*	0,0000
NBP[1]1631*	0,0000
NBP[1]1727*	0,0000

Componente	Fracción molar
NBP[1]451*	0,0000
NBP[1]480*	0,0000
NBP[1]503*	0,0000
NBP[1]530*	0,0000
NBP[1]555*	0,0000
NBP[1]581*	0,0000
NBP[1]607*	0,0000
NBP[1]632*	0,0000
NBP[1]658*	0,0000
NBP[1]684*	0,0000
NBP[1]710*	0,0000
NBP[1]736*	0,0000
NBP[1]762*	0,0000
NBP[1]788*	0,0000
NBP[1]825*	0,0000
NBP[1]875*	0,0000
NBP[1]925*	0,0000
NBP[1]975*	0,0000
NBP[1]1025*	0,0000
NBP[1]1075*	0,0000
NBP[1]1125*	0,0000
NBP[1]1174*	0,0000
NBP[1]1243*	0,0000
NBP[1]1339*	0,0000
NBP[1]1438*	0,0000
NBP[1]1526*	0,0000
NBP[1]1631*	0,0000
NBP[1]1727*	0,0000