



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Alternativas de diseño de plantas de operaciones de separación incluyendo la dimensión ambiental, de eficiencia energética y seguridad

Elizabeth Cristina Vanegas Gutiérrez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Química y Ambiental
Bogotá D.C., Colombia

2019

Alternativas de diseño de plantas de operaciones de separación incluyendo la dimensión ambiental, de eficiencia energética y seguridad

Elizabeth Cristina Vanegas Gutiérrez

Trabajo Final presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Ingeniería - Ingeniería Química

Director

Julio César Vargas Sáenz

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Química y Ambiental

Bogotá D.C., Colombia

2019

Hoy más que nunca, la vida debe caracterizarse por un sentido de responsabilidad universal, no solo entre naciones y entre humanos, sino entre humanos y cualquier otra forma de vida.

Dalai Lama

Agradezco a todos los maestros que con sus conocimientos y consejos crearon la base para alcanzar todas mis metas.

A mi director por su paciencia para que este trabajo fuera un hecho.

A toda mi familia, por el gran ejemplo y el apoyo que siempre he recibido.

A mi mamá y a mi papá, por todo el tiempo invertido y por regalarme tantas oportunidades para ser feliz.

A mis hermanos, por todos esos hermosos momentos compartidos, en los cuales aprendimos a soñar, ser constantes y felices en todo lo que emprendemos.

A mi esposo, mi compañero de vida y de sueños.

Y a mis sobrinos, espero que puedan lograr siempre lo que se proponen, siempre consientes de los grandes desafíos que nos ofrece el anhelo de lograr una sociedad en paz y en equilibrio con los demás y con el ambiente.

Agradecimiento

A la UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, a la FACULTAD DE INGENIERÍA, al DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL, por la calidad y exigencia tanto de sus profesores como de las asignaturas que conforman los programas de pregrado y de posgrado; por sembrar en los profesionales la responsabilidad social y ambiental que implica el ejercicio de la profesión, y la necesidad de estar en permanente actualización para identificar los retos a nivel local y global, así como las herramientas e innovaciones para darles solución.

Al director de este trabajo, Julio César Vargas Sáenz, por su gran apoyo y acompañamiento durante la realización de este trabajo de grado, por su constante guía durante toda la formación profesional recibida.

Resumen

El aumento en la percepción de la población sobre los impactos que generan los procesos industriales en la sociedad y el ambiente, ha impulsado el desarrollo de metodologías que permitan evaluar su sostenibilidad. Se define sostenibilidad como el equilibrio entre los aspectos sociales, ambientales y económicos que rodean un proceso. Considerando la importancia de la industria del petróleo, con una participación para el año 2018 del 37% en las exportaciones y del 11% en los ingresos corrientes de Colombia, el presente trabajo muestra la evaluación de sostenibilidad a partir del uso de indicadores sobre la información disponible en el diseño de instalaciones de separación para la producción de petróleo, que incluye desde el ingreso a los separadores hasta su almacenamiento en el campo de producción. Para esto se identificaron las metodologías para la evaluación de la sostenibilidad en procesos industriales, estableciendo los indicadores que permitan cuantificar la sostenibilidad desde las dimensiones económica, social y ambiental con la información disponible en la etapa de diseño de procesos. Una vez identificados los impactos del proceso de separación en la producción de petróleo, se encontró que al comparar el tratamiento del crudo ligero y del crudo pesado, este último además de tener menor rentabilidad, presenta mayores impactos sociales y ambientales. A partir de esta propuesta, se observa que para aplicar estas metodologías en el diseño de procesos del país se tienen los siguientes retos: difundir, normalizar y generar políticas que definan estándares y referentes para la evaluación de la sostenibilidad; y disponer de caracterizaciones de los componentes del proceso, modelos y simuladores que permitan realizar la rápida cuantificación de los impactos.

Palabras clave: Sostenibilidad, diseño de procesos, impacto ambiental, responsabilidad social, salud, seguridad e instalaciones de producción de petróleo.

Abstract

The increased population's perception about the impacts of the industrial processes on the society and the environment has driven the development of tools to assess their sustainability. Sustainability can be defined as the balance between social, environmental and economic dimensions in the process. The oil industry has importance in Colombia in 2018 because represents the 37% of exports and 11% of tax revenue of Colombia. This paper shown an assessment tool of the sustainability applied in the design of the separation process for the crude oil production. This process includes since the manifold before of the separators to the storage tanks. Several sustainability assessment tools for industrial process were identified, selecting the indicators to quantify them, from economic, environment and social dimensions with the available information in the design step. Once the oil production impacts were identified, it was found that when comparing treatment of light crude and heavy crude, the latter, in addition to having lower profitability, has greater social and environmental impacts. Based on this proposal, it is observed that in order to apply these methodologies in the design of country processes, the following challenges have to be met: disseminate, standardize and generate policies that define standards and benchmarks for the evaluation of sustainability; and to have characterizations of the components of the process, models and simulators that allow the rapid quantification of impacts.

Keywords: Sustainability; process design; environmental impacts; health; security and oil facilities.

Contenido

Pág.

1. Marco Teórico.....	7
1.1 Sostenibilidad.....	7
1.1.1 Algoritmo de reducción de residuos (WAR)	9
1.1.2 GREENSCOPE	10
1.1.3 SustainPro.....	11
1.1.4 Análisis de ciclo de vida.....	12
1.1.5 Indicadores de sostenibilidad.....	13
1.2 Petróleo.....	15
1.2.1 Caracterización.....	16
1.2.2 Usos	20
1.2.3 Industria del petróleo y gas en Colombia y en el mundo.....	20
1.2.4 Instalaciones de separación de superficie para producción de petróleo.....	30
1.3 Simulación de procesos industriales.....	35
2. Diseño del proceso de separación para la producción de petróleo	37
2.1 Caudales de análisis	38
2.2 Condiciones del proceso corriente de entrada.....	38
2.3 Especificaciones de productos	38
2.3.1 Transporte por carro tanque	39
2.3.2 Transporte por oleoducto.....	39
2.4 Usos del petróleo	41
2.4.1 Exportación.....	41
2.4.2 Consumo interno	41
2.5 Etapas del proceso de separación para la producción de petróleo.....	42
2.5.1 Acondicionamiento	42
2.5.2 Separación	44
2.5.3 Tratamiento	47
2.5.4 Almacenamiento.....	49
2.6 Alternativas del proceso de separación de crudo	50
3. Evaluación de la sostenibilidad	55
3.1 Aspecto económico.....	55
3.1.1 Costos de inversión	55
3.1.2 Costos de operación.....	56
3.1.3 Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno.....	57
3.2 Aspecto ambiental.....	58
3.2.1 Uso de las materias primas y los servicios auxiliares.....	58
3.2.2 Potencial de calentamiento global	59

3.3	Aspecto social.....	60
3.3.1	Potencial de movilidad de sustancias peligrosas	60
3.3.2	Potencial de fuego o explosión	60
4.	Análisis de la sostenibilidad del proceso	63
4.1.1	Análisis de los indicadores de sostenibilidad	65
4.1.2	Análisis de la aplicabilidad de la evaluación de sostenibilidad desde la etapa de diseño del proceso de tratamiento de crudo.....	67
5.	Conclusiones y recomendaciones	69
5.1	Conclusiones	69
5.2	Recomendaciones	70

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Triple línea base del desarrollo sostenible.	8
Figura 1-2: Marco de la metodología SustainPro.	12
Figura 1-3: Diagrama de araña para la comparación de alternativas.	15
Figura 1-4: Producción diaria promedio de petróleo en el mundo (KBPDC).	21
Figura 1-5: Producción diaria promedio de gas en el mundo (miles de MMSCFD). .	21
Figura 1-6: Histórico de precio de petróleo en el mundo.	22
Figura 1-7: Precio de gas natural por campo de producción.	22
Figura 1-8: Estadísticas de producción de petróleo en Colombia.	23
Figura 1-9: Estadísticas de producción de gas en Colombia.	24
Figura 1-10: Distribución de la producción de petróleo en Colombia.	27
Figura 1-11: Distribución de la producción de gas natural en Colombia.	27
Figura 1-12: Mapa de áreas Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).	28
Figura 1-13: Mapa de cuencas e infraestructura de transporte Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).	29
Figura 1-14: Proceso de separación para la producción de petróleo.	31
Figura 2-15: Oleoductos en Colombia.	40
Figura 2-16: Separación bifásica.	46
Figura 2-17: Separación trifásica.	47
Figura 2-18: Criterios para la definición del proceso de separación de crudo.	52
Figura 4-19: Diagrama de indicadores de las dimensiones económicas, ambientales y sociales para el tratamiento de crudo.	63
Figura 5-20: Diagrama de flujo Crudo Capachos.	79
Figura 5-21: Diagrama de flujo Crudo Mares.	83

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Dimensiones de la sostenibilidad.....	8
Tabla 1-2: Descripción de las áreas de sostenibilidad en la metodología GREENSCOPE.....	10
Tabla 1-3: Indicadores para la evaluación de sostenibilidad seleccionados.....	14
Tabla 1-4: Composición promedio del petróleo.....	15
Tabla 1-5: Clasificación del petróleo a partir de la Gravedad API.	17
Tabla 1-6: Guía para establecer las etapas requeridas en un tren de separación.....	32
Tabla 2-1: Especificaciones del crudo para el transporte por Oleoducto.....	39
Tabla 2-2: Referencias de crudo para exportación.....	41
Tabla 2-3: Condiciones para la selección del número de etapas de separación.	45
Tabla 2-4: Condiciones promedio del desalado	49
Tabla 2-5: Alternativas proceso de separación de crudo.....	51
Tabla 3-1: Costo de inversión por caso de estudio.	56
Tabla 3-2: Costos de operación por caso de estudio (USD).	57
Tabla 3-3: Valor presente neto y tasa interna de retorno.	58
Tabla 3-4: Uso de materias primas y los servicios auxiliares.	58
Tabla 3-5: Potencial de calentamiento gases de largo tiempo de vida.	59
Tabla 3-6: Resultados potencial calentamiento global.	60
Tabla 3-7: Resultados indicadores aspecto social.	61
Tabla 5-1: Especificaciones petróleo para exportación.	73
Tabla 5-2: Especificaciones crudo Mares.	75
Tabla 5-3: Especificaciones crudo Capacho.	76
Tabla 5-4: Especificaciones nafta diluida.	77
Tabla 5-5: Balance de masa 500 BPD Crudo Capachos.....	80
Tabla 5-6: Balance de masa 5000 BPD Crudo Capachos.....	81
Tabla 5-7: Balance de masa 40000 BPD Crudo Capachos.....	82
Tabla 5-8: Balance de masa 500 BPD Crudo Mares.....	84
Tabla 5-9: Balance de masa 5000 BPD Crudo Mares.....	85
Tabla 5-10: Balance de masa 40000 BPD Crudo Mares	86
Tabla 5-11: Requerimientos energéticos (hP) casos de estudio.....	87
Tabla 5-12: Requerimientos vapor baja presión casos de estudio (lb/h).....	87

Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviaturas

Abreviatura	Término
--------------------	----------------

<i>MMSCFD</i>	Millones de pies cúbicos día
<i>KBPDC</i>	Miles de barriles de petróleo por día calendario
<i>RVP</i>	Presión de vapor de Reid

Introducción

En la actualidad existen diversos procesos industriales a partir de los cuales se obtienen los productos demandados por el ser humano para mejorar la calidad de vida. Aunque por lo general los procesos industriales son evaluados desde el punto de vista económico; con el crecimiento, masificación y diversificación que se ha dado desde la revolución industrial del siglo XIX, se ha evidenciado que generan también impactos sobre el ambiente y la sociedad.

Los impactos ambientales se deben a las emisiones a la atmósfera, al agua y a los suelos, generando riesgos elevados de efectos negativos cuando las sustancias emitidas son altamente tóxicas y/o pueden generar explosión. Así mismo, generan impactos el uso de los diferentes recursos naturales ya sea para ser usados como materias primas, insumos, servicios auxiliares y/o como materiales en las instalaciones de producción. Estos factores pueden ocasionar efectos negativos disminuyendo la calidad de las fuentes hídricas, del aire, los ecosistemas; modificando el comportamiento de los ciclos biogeoquímicos; y afectando la salud de los seres vivos. Por ejemplo, en el ser humano, se pueden generar problemas en la salud por la exposición a las corrientes de desecho por contacto con la piel, inhalación e ingestión (Allen & Shonnard, 2002). Por otro lado, en las últimas décadas se ha evaluado el ciclo de vida de los productos generados, ya que su impacto sobre el ambiente no está vinculado únicamente a las emisiones en los procesos industriales sino también a los procesos para la obtención de las materias primas, insumos, servicios auxiliares y materiales de las instalaciones de producción, el uso del producto y su posterior disposición.

Con respecto a la sociedad, los procesos industriales por lo general brindan beneficios al satisfacer con calidad los productos demandados. Así mismo, existe un beneficio al requerirse mano de obra con diferentes grados de capacitación. Sin embargo, los procesos

industriales pueden impactar la salud de los trabajadores, de los consumidores y de las poblaciones cercanas a estos; impactar la propiedad y usos de la tierra y las demás actividades culturales y económicas que se realizan. También, de acuerdo al país, se deben realizar retribuciones económicas al Estado. Así mismo, en las empresas que llevan a cabo procesos industriales ha surgido la necesidad de tener políticas sociales enmarcadas en la responsabilidad social que retribuyen con acciones y/o obras que benefician y mejoran la calidad de vida de las poblaciones cercanas en aspectos básicos como la alimentación, la vivienda, la educación, entre otros. Además, cada vez es más frecuente la evaluación social a las organizaciones con respecto a que se conduzcan bajo políticas éticas y en pro de la equidad social.

La ingeniería química se encarga de investigar, simular, diseñar, construir, operar, evaluar, optimizar, controlar y mantener los procesos industriales. Se define que los procesos industriales generan productos de mayor valor agregado, que es una variable principalmente económica a la cual deben implementarse los impactos sobre el ambiente y la sociedad, por medio de una serie de etapas denominadas operaciones unitarias y procesos químicos, que representan cambios físicos y reacciones químicas. Los productos se obtienen a partir de materias primas que pueden ser recursos naturales renovables o no renovables, de más bajo valor agregado, materiales reciclados o residuos industriales. Dentro de los procesos industriales además se requieren insumos, servicios auxiliares y diversos materiales para la implementación y operación de los equipos y las instalaciones de producción.

La alta difusión por parte de los medios de comunicación, de los efectos y los accidentes e incidentes de los procesos industriales, ha concientizado a los trabajadores, consumidores, a los gobiernos y a la población en general, respecto a los impactos ambientales y sociales de los productos y procesos industriales, generando una reglamentación cada vez más estricta. Para los propietarios de los procesos industriales se tiene el desafío de involucrar dentro del diseño del producto y del proceso factores ambientales y sociales que permitan cuantificar, prevenir y reducir los efectos negativos (Smith, Ruiz-Mercado, & Gonzalez, Using GREENSCOPE indicators for sustainable computer-aided process evaluation and design, 2015), incluyendo las dimensiones técnica, económica y ambiental para contribuir al desarrollo sostenible.

El desarrollo sostenible se basa en asegurar que los recursos naturales requeridos para manufacturar los productos y servicios que necesita la sociedad actual se emplean de forma que se preserve su disponibilidad para satisfacer las necesidades de las generaciones futuras (Smith, Ruiz-Mercado, & Gonzalez, Using GREENSCOPE indicators for sustainable computer-aided process evaluation and design, 2015). Por lo tanto, los procesos sostenibles aprovechan los materiales y la energía para la producción de productos útiles, minimizando o eliminando la presencia de emisiones gaseosas, líquidas o sólidas nocivas para el ambiente, y propiciando la conservación, recuperación, mejoramiento y uso adecuado de los recursos, de tal manera que la actual generación y las futuras tengan la posibilidad de utilizarlos y disfrutarlos, sobre bases éticas y de equidad, respetando la continuidad de los ciclos de vida de los ecosistemas (Pérez & Meza, 2013).

Para el diseño de procesos se han desarrollado algunas metodologías que definen indicadores en cada una de las dimensiones del desarrollo sostenible, que identifican las principales causas de los impactos y su comportamiento, y permiten la evaluación y generación de alternativas para minimizar los efectos negativos y maximizar los beneficios. Algunas de estas metodologías son GREENSCOPE (*Gauging Reaction Effectiveness for the ENvironmental Sustainability of Chemistries with a multi-Objective Process Evaluator*) y WAR (*Waste Reduction Algorithm*) de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de Estados Unidos, SustainPro y el Análisis de Ciclo de Vida (LCA). (Smith, Ruiz-Mercado, & Gonzalez, Using GREENSCOPE indicators for sustainable computer-aided process evaluation and design, 2015).

El proceso seleccionado para el caso del estudio corresponde al tratamiento temprano de petróleo, por su importancia económica para el país y por los impactos negativos ambientales y sociales que se le atribuyen a este proceso. Este trabajo permite determinar las variables críticas en el diseño de la separación de crudo, y su efecto sobre las tres dimensiones del desarrollo sostenible evaluando las emisiones desde el diseño del proceso, para así, mejorar el entendimiento del proceso y posteriormente poder establecer medidas que permitan generar un proceso más sostenible.

La importancia económica para Colombia radica en que el petróleo para el año 2018 generó regalías por 6,5 billones de pesos, representó el 37% de la inversión extranjera

directa, el 11% de los ingresos corrientes de la nación generados por impuesto de renta, dividendos de Ecopetrol S.A. y derechos económicos por contratos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), y el 37% de las exportaciones (Asociación Colombiana del Petróleo "ACP", 2019). La producción del país es cercana a los 890 KBPDC de crudo y 800 MMSCFD de gas natural, del cual el 39% del crudo (año 2018) es consumido internamente y el excedente es principalmente exportado a Estados Unidos (Unidad de Planeación Minero Energética "UPME", 2013). Por otro lado, Colombia tiene un mayor consumo de gas natural que la producción actual de gas natural (BP p.l.c., 2019), supliendo las necesidades con importaciones de gas natural comprimido y licuado.

Los impactos potenciales del tratamiento de petróleo en las instalaciones de separación tempranas son las emisiones gaseosas, las descargas de efluentes, los desechos sólidos, el ruido y el olor, además de los efectos visuales o estéticos de su infraestructura (United States Environmental Protection Agency "EPA", 2019):

- Las emisiones gaseosas se componen principalmente de óxidos de azufre, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, los hidrocarburos volatilizados (compuestos orgánicos volátiles), un gran número de sustancias tóxicas generadas por la quema de gas en las teas, y la emisión de vapores de hidrocarburos en recipientes con venteo atmosférico.
- Las emisiones líquidas corresponden al agua producida, por el lavado de los equipos y agua con otras sustancias básicas en el fondo de los tanques de almacenamiento. Estas aguas se recolectan en piscinas de desecho y pueden contener cantidades de sales disueltas de calcio, magnesio, sodio, y de gases disueltos como monóxido de carbono, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, entre otros, además de sólidos suspendidos que pueden contener trazas de metales pesados y, posiblemente, un nivel excesivo de radiación. Muchos de estos compuestos son tóxicos y pueden bioacumularse en productos de la cadena alimenticia. Adicionalmente, dentro de las emisiones en el agua se pueden encontrar residuos de desemulsificantes, antiespumantes y antioxidantes, que son derivados generalmente del benceno, utilizados en la separación y refinación del crudo.

- Los residuos sólidos corresponden a las acumulaciones de hidrocarburos pesados, escama de tubos, arenas, lechos filtrantes y emulsiones retiradas de los equipos de operación, almacenamiento y de transporte.

Otros impactos de esta industria, se dan con los requerimientos energéticos asociados a los procesos de separación, especialmente en la deshidratación y el desalado, y en la generación eléctrica para los equipos auxiliares.

En este documento de trabajo final se presenta la evaluación por medio de indicadores de sostenibilidad del proceso de tratamiento temprano de crudo. En el primer capítulo se establece el marco teórico tomando como principales conceptos la sostenibilidad y la industria del petróleo. En el segundo capítulo se definen las variables empleadas para la simulación del proceso y las etapas del proceso de producción del crudo. Como programas de cálculo se utiliza la hoja de cálculo de Microsoft Excel® 2016 y el simulador de procesos químicos Aspen HYSYS® Versión 9. En el capítulo tercero se presenta el análisis con base en la cuantificación por medio de indicadores para evaluar los impactos económicos (costos de inversión, costos de operación, valor presente neto y tasa interna de retorno), ambientales (uso de las materias primas y los servicios auxiliares, potencial de calentamiento global) y sociales (potencial de movilidad de sustancias peligrosas, potencial de fuego o explosión, demanda de área del proceso). Por último, el cuarto capítulo presenta un análisis de cómo las decisiones al diseñar y operar el proceso de separación de crudo influye en que sea económicamente viable, ambientalmente benigno y socialmente responsable, durante su ciclo de producción. Finalmente, se precisan los retos que se presentan en el diseño de procesos en Colombia para poder implementar la evaluación sostenible en los proyectos de infraestructura de petróleo.

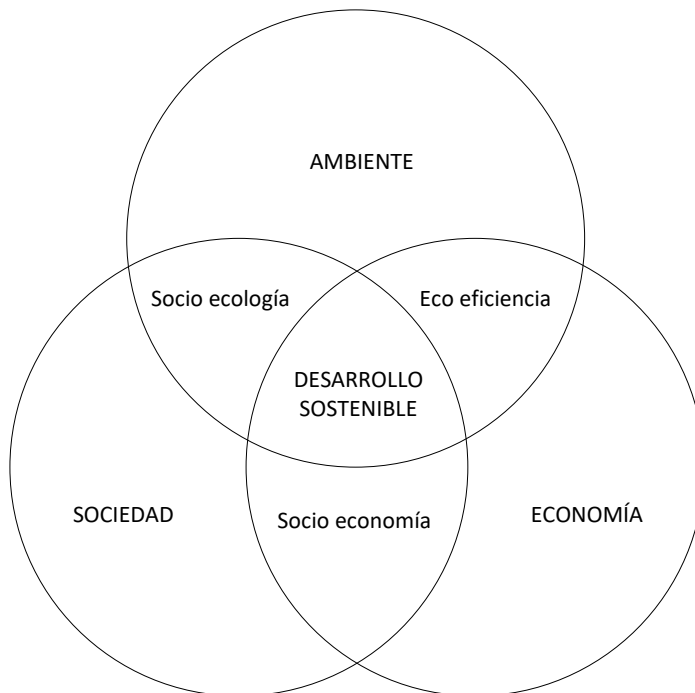
1. Marco Teórico

El diseño de un proceso industrial implica definir las condiciones de operación, las operaciones unitarias y procesos químicos, y el dimensionamiento de los equipos requeridos para transformar las materias primas en un producto de valor agregado. Todo proceso industrial genera impactos positivos y negativos sobre su entorno, entendiéndose éste como el ambiente y la sociedad. El aumento en las últimas décadas en la conciencia social sobre los impactos que generan los procesos industriales, presenta un reto para los ingenieros químicos, quienes desde el diseño del proceso deben implementar metodologías eficientes para evaluar estos impactos y reducir su magnitud. Los conceptos básicos relacionados con la sostenibilidad y con el diseño del proceso de separación para la producción de petróleo son la base para ilustrar una metodología de evaluación de los impactos de los procesos industriales desde la etapa del diseño del proceso.

1.1 Sostenibilidad

La Comisión Mundial para el Ambiente y Desarrollo de las Naciones Unidas, comúnmente llamada *Comisión Bruntland*, definió en 1987 el desarrollo sostenible como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades” (Seay J.R., 2015). Este concepto considera la interdependencia de los impactos sociales y culturales, el cuidado del medio ambiente y el crecimiento económico asegurando que ningún aspecto es más importante que el concepto en su conjunto. Esta metodología que plantea el equilibrio entre las dimensiones base de la sostenibilidad es representada por la Figura 1-1 (Ruiz-Mercado, et-al, 2012c).

Figura 1-1: Triple línea base del desarrollo sostenible.



Nombre de la fuente: Ruiz-Mercado, et-al, 2012c.

Los aspectos considerados en cada una de las dimensiones de sostenibilidad son presentados en la Tabla 1-1.

Tabla 1-1: Dimensiones de la sostenibilidad.

Dimensión Ambiental	Dimensión Social	Dimensión Económica
Involucra el cuidado del ambiente, el desempeño ambiental y los impactos ambientales.	Se basa en la seguridad y evaluación de riesgos, salud y bienestar de los empleados y de la comunidad, además contempla la ética y la responsabilidad de los impactos de un producto a lo largo de su ciclo de vida.	Factor clave para las industrias, ya que los procesos que no generan un beneficio económico no serán construidos u operados.

La clave de la sostenibilidad es la búsqueda de soluciones que permitan el crecimiento empresarial y la capacidad de beneficio a largo plazo sin causar daños irreparables al ambiente y a la sociedad ahora y en el futuro (Seay J.R., 2015). Los procesos industriales sostenibles deben ser viables económicamente, ambientalmente benignos y socialmente responsables a lo largo de su vida útil. Además, deben garantizar que los recursos

naturales necesarios para la fabricación de los productos y servicios se utilizan de una manera en que se preserva su disponibilidad para las generaciones futuras.

Hasta la década de 1980, era común que la industria negara los impactos ambientales de sus actividades. Esta actitud cambia a partir de esta década viendo los impactos ambientales como una oportunidad y no como una carga. Desde esta época la industria química ha estado trabajando para mejorar su sostenibilidad. Los primeros esfuerzos se centraron en la reducción de la contaminación de los procesos individuales, mientras hoy en día, la atención se centra en la reducción de los impactos en todo el ciclo de vida del producto. (Bakshi B. R., et-al, 2014).

El diseño y evaluación de procesos sostenibles puede lograrse mediante el uso de diferentes métodos que operan a escala de las operaciones unitarias (Babi D. K., et-al, 2015), (Smith R. L., et-al, 2015). De forma general las metodologías para la evaluación y diseño de procesos sostenibles parten del diseño del proceso convencional, evalúan los impactos por medio de indicadores y a través del análisis de las variables, los parámetros y las restricciones del proceso, generan nuevas alternativas que sean más sostenibles.

Existen diferentes metodologías para la evaluación y diseño de procesos sostenibles: WAR, GREENSCOPE, SustainPro y Análisis de Ciclo de Vida (LCA). Las primeras tres son aplicables únicamente a nivel de proceso y producto, mientras que el análisis de ciclo de vida considera además las materias primas, el uso del producto y su disposición. La metodología Eco-LCA tiene un mayor alcance ya que involucra los recursos naturales y los bienes y servicios ecológicos (Babi D. K., et-al, 2015), (Smith R. L., et-al, 2015).

1.1.1 Algoritmo de reducción de residuos (WAR)

El algoritmo de reducción de residuos (WAR – *Waste Reduction Algorithm*) fue desarrollado por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos y es una herramienta abierta disponible para determinar el potencial impacto ambiental. Esta metodología emplea los siguientes indicadores para la evaluación del impacto ambiental: toxicidad en humanos por ingestión (HTPI), rutas de inhalación/dérmica (HTPE), toxicidad acuática (ATP), toxicidad terrestre (TTP), acidificación (AP), oxidación fotoquímica

(POCP), calentamiento global (GWP) y disminución de ozono (ODP) (Ruiz-Mercado, et-al, 2012a), (Young D., et-al, 2000), (Cabezas H., et-al, 1999).

1.1.2 GREENSCOPE

Esta metodología y herramienta también desarrollada por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos calcula los indicadores de sostenibilidad y permite por medio de la evaluación de múltiples objetivos el diseño y evaluación de procesos más sostenibles. GREENSCOPE (*Gauging Reaction Effectiveness for the ENvironmental Sustainability of Chemistries with a multi-Objective Process Evaluator*) evalúa si los procesos industriales son alternativas verdes y sostenibles a través de cuatro áreas: Eficiencia, Ambiente, Energía y Economía. Un proceso que es mejor en estas cuatro áreas será la alternativa más sostenible (Bakshi B. R., 2014), (Smith R. L., et-al, 2015), (Smith R. L., et-al, 2004). El énfasis de cada una de las áreas se encuentra en la Tabla 1-2.

Tabla 1-2: Descripción de las áreas de sostenibilidad en la metodología GREENSCOPE.

Área	Descripción
Eficiencia	Evalúa las reacciones y define la eficiencia en el manejo de la materia dentro del proceso, para esto cuantifica las cantidades de insumos necesarios para generar un producto o una tarea de proceso específica. Evalúa la transferencia de masa, la demanda de energía, tamaños de equipos, costos, materias primas y emisiones.
Energía	Evalúa el uso de la energía.
Ambiente	Evalúa los impactos ambientales, involucrando dentro de los indicadores los ya definidos en el Algoritmo de reducción de desechos (WAR). La evaluación abarca la especificación del material de entrada del proceso, las condiciones de operación, los riesgos de salud y seguridad en caso de fallas, el impacto de los componentes empleados en el sistema, el posible impacto de las emisiones.
Economía	Evalúa el costo de capital, de manufactura, de materias primas, de servicios auxiliares y de tratamiento de residuos, la rentabilidad y los beneficios económicos del proceso.

La importancia de este método radica en la definición de los límites para el mejor y peor caso para cada uno de los indicadores. Estos límites crean una escala adimensional para cada indicador de acuerdo a la Ecuación 1.1.

$$Puntaje\ Percentual = G_i\% = \frac{Caso\ Actual - Peor\ Caso}{Mejor\ Caso - Peor\ Caso} 100\% \quad 1.1$$

Por ejemplo, para la evaluación de la dimensión energética, el mejor caso es el menor uso de servicio de calentamiento y el peor caso corresponde a usar únicamente servicios de calentamiento sin una red de intercambios de calor.

Así que los procesos reales tienen valores de atributo dentro de los límites de mayor objetivo y el peor de los casos, que definen el 100% y 0% de sostenibilidad, respectivamente. Uno de los aspectos fuertes de esta metodología es la posibilidad de comparar los procesos dispares en las mismas escalas, utilizando los mismos límites. (Smith R. L., et-al, 2015).

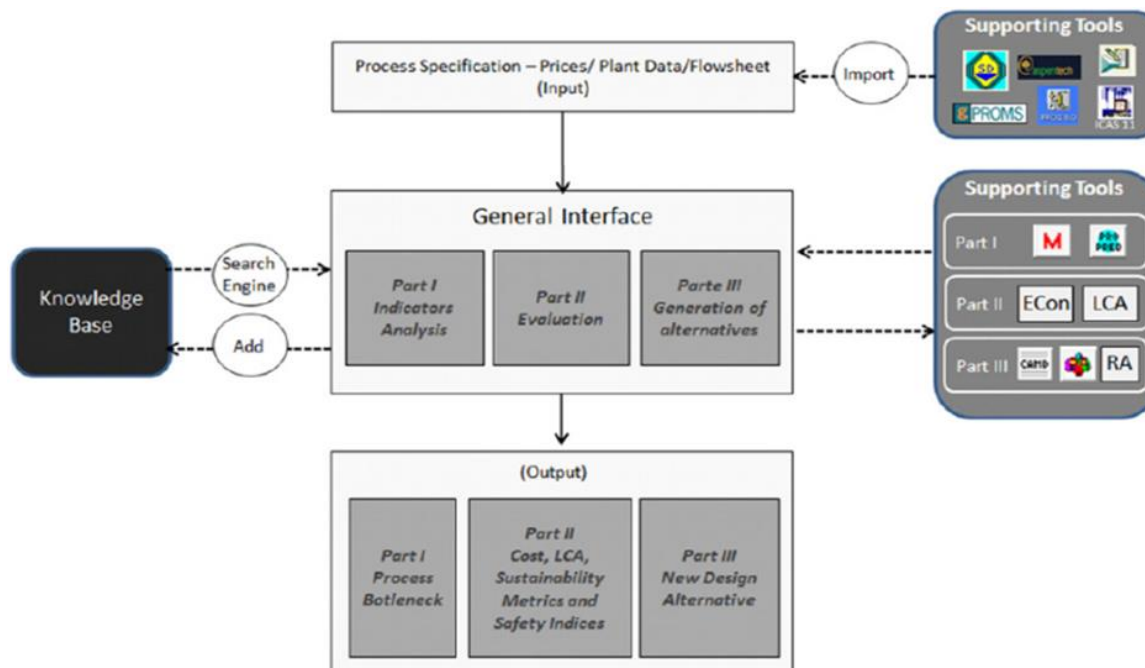
Como dificultades en esta metodología se observa que el área social está representada únicamente con respecto a los potenciales riesgos ambientales, de salud y seguridad, lo cual es un espectro reducido de los impactos reales que tienen los procesos industriales sobre la sociedad.

1.1.3 SustainPro

Esta metodología fue desarrollada por investigadores de la Universidad Técnica de Dinamarca y el Instituto Superior de Tecnología de Lisboa (Carvalho A., et-al, 2013). La metodología soportada en Microsoft Excel® permite el análisis de indicadores, evaluación, generación y comparación de alternativas por medio de la conexión con otras herramientas (Bakshi B. R., 2014), (Smith R. L., et-al, 2015).

Esta metodología, que se muestra en la Figura 1-2 tiene su punto de partida en la especificación del proceso. Para esto los datos de balance de masa y energía del proceso simulado en alguno de los programas de simulación ampliamente conocidos (AspenTech, Pro II, ICAS-Simulator, etc.) se suministran al programa. Posteriormente la herramienta se divide en tres partes, la primera es el análisis de indicadores, la segunda comprende la evaluación y la tercera la generación de alternativas. Como resultados de esta metodología se encuentran los cuellos de botella del proceso, los indicadores de sostenibilidad y el diseño de nuevas alternativas. En la Figura 1-2 se presenta el marco de la metodología SustainPro.

Figura 1-2: Marco de la metodología SustainPro.



Nombre de la fuente: Carvalho A., et-al, 2013.

1.1.4 Análisis de ciclo de vida

El análisis de ciclo de vida (LCA, según sus siglas en inglés) también conocido como análisis de la cuna a la tumba es una herramienta que evalúa los impactos ambientales incluyendo las emisiones de un producto durante todas las etapas de su existencia: extracción, producción, distribución, uso y fin de la vida (reutilización, reciclaje, valorización y disposición de los residuos). La contabilidad del ciclo de vida contempla impactos de materiales, desechos, productos, subproductos y energía (Mukherjee, et-al, 2015).

Las etapas de esta metodología se encuentran definidas por la norma ISO 14040. De forma general para el desarrollo de esta metodología se debe realizar la definición del alcance y los objetivos del análisis, realizar la contabilidad de los materiales y recursos empleados y de las emisiones a lo largo del ciclo de vida, evaluar los impactos que el proceso causa al ambiente, la salud y los recursos e interpretar los resultados con respecto al objetivo y alcance planteados. Algunos programas desarrollados para el análisis de ciclo de vida son BOUSTED, SimaPro y GaBi (Bakshi D. K, 2014), (Kalakul S., et-al, 2014).

Kalakul, et-al, desarrollaron un software (LCSoft) que permite integrar los softwares existentes con herramientas del diseño de procesos para realizar evaluaciones de proceso multiobjetivo. Este programa involucra el análisis económico del software ECON, la metodología de diseño de procesos sostenibles SustainPro y la base de datos de propiedades CAPEC DB (Kalakul, et-al, 2014).

1.1.5 Indicadores de sostenibilidad

La sostenibilidad de un proceso se mide por una serie de indicadores que reflejan los impactos del proceso sobre el ambiente, la sociedad y la economía. Un proceso en particular puede ser, gradualmente, más sostenible mediante la mejora de uno o varios valores de los indicadores, siendo todos los demás impactos restantes más o menos los mismos (Mukherjee, et-al, 2015).

Mukherjee et al. (2015), proponen que los indicadores básicos para los procesos químicos deben abarcar los siguientes nueve desafíos: uso de energía, uso de materiales, uso del agua, residuos generados, compuestos peligrosos emitidos, uso del suelo, costos, seguridad del proceso y emisiones nocivas de productos. Sin embargo, dependiendo de la metodología de diseño y evaluación sostenible a emplear, los investigadores han definido otras clasificaciones para los indicadores (Mukherjee, et-al, 2015).

Ruiz-Mercado, et-al, realizan la clasificación taxonómica de indicadores de sostenibilidad para la metodología de evaluación y diseño de procesos GREENSCOPE (Ruiz-Mercado, et-al, 2012c), (Smith R.L., et-al, 2015). En este trabajo se define un total de 140 indicadores en las siguientes áreas: eficiencia, energía, ambiente y economía. Además, establece los datos requeridos para cada uno de ellos y el mejor y peor caso para establecer una escala de comparación. Algunos de los indicadores se mencionan en la Tabla 3 (Ruiz-Mercado, et-al, 2012c).

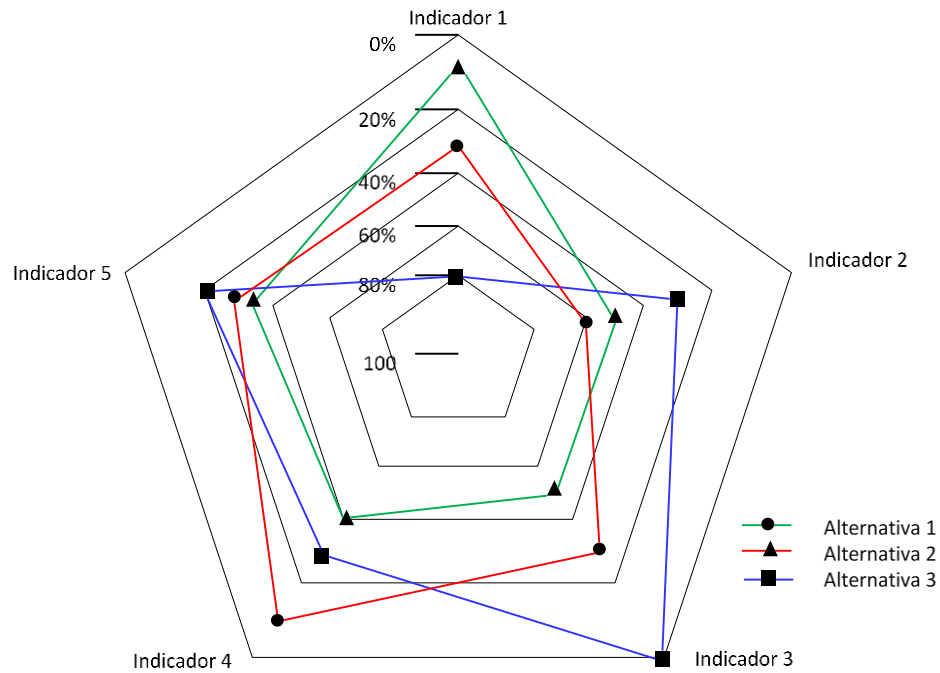
Tabla 1-3: Indicadores para la evaluación de sostenibilidad seleccionados.

Área	No. de indicadores	Ejemplos
Eficiencia	26	Economía atómica, intensidad de masa, consumo total de agua.
Energía	15	Consumo total de energía, energía para el tratamiento de agua.
Ambiente	66	Potencial de calentamiento global (GWP), de acidificación atmosférica y acuática, eco toxicidad a la vida acuática, masa total de desechos sólidos, volumen total de desechos líquidos, uso de las materias primas y los servicios auxiliares, potencial de movilidad de sustancias peligrosas, potencial de fuego o explosión, demanda de área de proceso.
Economía	33	Valor presente neto, potencial económico, periodo de retorno, costos de inversión, costos de operación, tasa interna de retorno.

Pese a la existencia de diferentes clasificaciones y un gran número de indicadores, las metodologías de diseño de procesos sostenibles permiten el uso indiscriminado de indicadores desde que se asegure que estos permiten evaluar la sostenibilidad del proceso.

La comparación de los indicadores evaluados, por lo general se realiza en diagrama de araña o de radar cómo se muestra en la Figura 1-3. Este diagrama permite identificar que indicador particular debe ser mejorado para un proceso existente y permite comparar varias alternativas de proceso. Sin embargo, este método visual presenta dificultades cuando el número de indicadores es grande o se evalúan demasiadas alternativas de proceso (Mukherjee R., et-al, 2015).

Figura 1-3: Diagrama de araña para la comparación de alternativas.



1.2 Petróleo

El petróleo se define como una mezcla líquida de color negro de hidrocarburos alifáticos (parafinas y naftenos) y aromáticos de cuatro o más átomos de carbono, con diferentes cantidades de heterocompuestos que contienen azufre (como mercaptanos, sulfuros y poli sulfuros), nitrógeno (principalmente compuestos heterocíclicos como piridina, pirrol e indol), oxígeno (como fenol, ácido cresílico y ácido nafténico) y algunos metales como hierro, cobre, vanadio y níquel, con presencia de sales disueltas de sodio, calcio, magnesio, entre otras.. Un ejemplo de composición química aproximada del petróleo se muestra en la Tabla 1-4 (Abdel-Aal, Aggour, & Fahim, 2003).

Tabla 1-4: Composición promedio del petróleo.

Elemento	Porcentaje en Peso
Carbono	83 – 87
Hidrógeno	11 – 14
Azufre	0,05 – 2,5
Nitrógeno	0,1 – 2
Oxígeno	0 – 2

1.2.1 Caracterización

Por medio de la caracterización del petróleo se definen los productos que pueden ser obtenidos, se identifican las necesidades para la separación, almacenamiento y transporte; se identifica en qué medida es seguro su manejo y los impactos ambientales que puede generar.

Dada la diversidad de compuestos que contiene el petróleo, su caracterización se realiza usualmente por propiedades físicas que permitan describir las características generales o promedio de este fluido. Generalmente la caracterización del petróleo indica las siguientes propiedades:

- ***Gravedad API, gravedad específica y densidad***

La densidad (ρ) es la cantidad de masa por unidad de volumen a una temperatura específica.

La gravedad específica (γ) es la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua. Esta relación depende de la temperatura de medición de la densidad para las dos sustancias. Como estándar para esta relación se emplea una temperatura de 60°F (15,6°C).

La gravedad API es una relación que emplea la gravedad específica (γ) a 60°F, como se observa en la Ecuación 1.2:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5 \quad 1.2$$

Esta propiedad permite clasificar al petróleo como ligero, pesado y extra pesado de acuerdo a las especificaciones de la Tabla 1-5, y junto con el contenido de azufre pueden establecer el intervalo de precios del petróleo. El petróleo ligero tiende a tener un mayor precio en el mercado ya que permite obtener mayor proporción de fracciones más ligeras

facilitando la producción de combustibles como gasolina, querosene, gasolina de aviación y diésel, sin requerir procesos catalíticos y altas temperaturas.

Tabla 1-5: Clasificación del petróleo a partir de la Gravedad API.

Clasificación del petróleo	°API
Ligero	> 40
Intermedio	20 – 40
Pesado	10 – 20
Extrapesado	< 10

- **Viscosidad**

Determina la resistencia del petróleo a fluir. Una alta viscosidad requiere de mayor inversión de energía para transportar el fluido con respecto a un fluido de baja viscosidad.

- **Curva de destilación**

Define la relación entre la fracción en peso o de volumen que se evapora de la sustancia y el punto de ebullición. Esta relación permite identificar los productos que pueden ser obtenidos del petróleo (Abdel-Aal, Aggour, & Fahim, 2003). Entre menor sea la temperatura de ebullición del crudo, tendrá compuestos más volátiles y por tanto podrá generar mayor cantidad de gas y combustibles ligeros (naftas y gasolinas). Un punto de ebullición alto representará mayor inversión energética para obtener los derivados deseables de éste.

- **Presión de vapor Reid (RVP)**

Es la medida de la presión ejercida por el petróleo o por compuestos ligeros a 100°F. Una alta presión de vapor indica un alto contenido de componentes volátiles que pueden vaporizarse durante el almacenamiento, con el peligro de generar una atmosfera explosiva.

- **Punto de inflamación y de combustión**

El punto de inflamación corresponde a la temperatura a la que el vapor del petróleo puede encenderse o explotar instantáneamente en presencia de una chispa. La diferencia con el punto de combustión es que en este último la llama debe mantenerse por al menos cinco

(5) segundos. Estos puntos permiten identificar las medidas de seguridad con respecto a la temperatura de almacenamiento para evitar su combustión.

- ***Punto de nube y punto de fluidez***

Estos ensayos indican la relativa coalescencia de ceras en el petróleo y la presencia de parafinas. El punto de nube corresponde a la temperatura más baja en la que el petróleo se pone turbio o nebuloso, mientras que el punto de fluidez corresponde a la temperatura más baja en la que fluye el petróleo. Un punto de fluidez bajo representa un bajo contenido de parafinas y ceras.

- ***Contenido de azufre***

El azufre es un componente indeseable en el crudo ya que en la combustión puede generar compuestos contaminantes para el ambiente, puede envenenar los catalizadores, generar problemas de corrosión, y en los derivados del petróleo generar problemas para su uso. Por tales razones, un alto contenido de azufre disminuye el precio del petróleo ya que implica un tratamiento adicional para su remoción.

- ***Contenido de cenizas***

Permite conocer el porcentaje en peso de los metales, las sales y el óxido de silicio presentes en el petróleo.

- ***Contenido de agua y sedimentos***

Estas sustancias son consideradas como impurezas propias del petróleo, ya que en la refinación no se les puede generar un valor agregado, pero si implican un gasto energético en su transporte y remoción.

- ***Punto de anilina***

Se define como la temperatura más baja a la que volúmenes iguales de anilina y petróleo conforman una sola fase. Este ensayo indica la probabilidad de que un petróleo dañe los elastómeros que entran en contacto con él, por la presencia de compuestos aromáticos.

- ***Residuos de carbón***

Este ensayo permite conocer el porcentaje en peso del material asfáltico y la fracción de compuestos que no se evaporan a las condiciones de ensayo como los metales, óxidos e hidrocarburos de alto peso molecular. En esta prueba el petróleo se evapora de forma controlada a condiciones de laboratorio, hasta que forma una capa seca.

- ***Contenido de metales***

Identifica metales como arsénico, níquel, plomo y vanadio, los cuales pueden envenenar los catalizadores en las etapas de refinación. Su contenido se expresa en partes por millón (ppm).

- ***Contenido de nitrógeno***

El nitrógeno se presenta en compuestos muy estables térmicamente (tipo piridinas) y puede generar problemas en el uso de los productos de refinación y en los procesos catalíticos de la refinación de petróleo. Su contenido se expresa en partes por millón.

- ***Contenido de Sales***

Se expresa típicamente como libras de sal (cloruro de sodio NaCl) por 1000 barriles de petróleo (PTB). Permite identificar si se presentarán problemas de incrustaciones y de corrosión, especialmente a altas temperaturas.

- **Contenido de sulfuro de hidrógeno disuelto**

El sulfuro de hidrógeno es un gas tóxico que puede desprenderse en las etapas de almacenamiento y procesamiento. Su contenido se expresa en partes por millón (ppm).

1.2.2 Usos

La industria del petróleo ha tenido una gran importancia en el mundo en el último siglo, porque es la principal materia prima de los combustibles líquidos más demandados por la sociedad moderna. Además, es la fuente de un gran número de compuestos petroquímicos que son la base para las industrias de los plásticos, jabones y detergentes, disolventes, fertilizantes, pesticidas, explosivos, fibras sintéticas, cauchos, pinturas, farmacéuticos, entre otras (Speight J., 2011).

Los productos que se obtienen de la destilación del petróleo son: Gas natural (C1-C4), gas natural licuado – LNG (C3-C4), nafta (C5-C17), gasolina (C4-C12), queroseno y diésel (C8-C18), combustible de avión (C8-C16), aceite combustible (C12->C20), aceite lubricante (>C20), ceras (C17->C20), asfalto (>C20) y coque (>C50) (Speight, 2011)

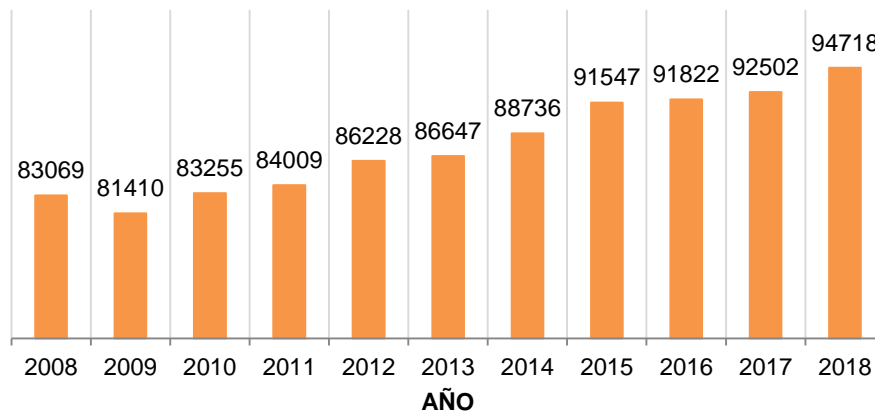
Por otro lado, los principales petroquímicos incluyen derivados del petróleo como las olefinas (etileno, propileno, butadieno, etc.) ampliamente utilizadas en la industria de los plásticos y del caucho sintético, los compuestos aromáticos (benceno, tolueno y xileno) empleados como materia prima de colorantes, detergentes sintéticos, poliuretanos, plásticos y fibras sintéticas, y el gas de síntesis que permite producir hidrocarburos en el rango de las gasolinas y el diésel, así como metanol y dimetil éter (Speight, 2011).

1.2.3 Industria del petróleo y gas en Colombia y en el mundo

La industria de petróleo y gas comprende las actividades de exploración, producción, refinación, transporte y comercialización del petróleo, gas natural y sus derivados. Normalmente, utiliza unidades de medición para referirse al petróleo de miles de barriles por día calendario (KBPDC) y para el gas natural de millones de pies cúbicos estándar día

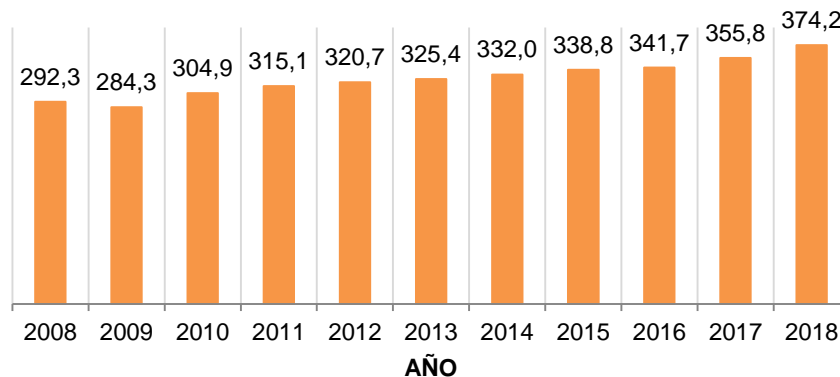
(MMSCFD). Estas actividades representan la industria más grande en términos de valor económico en el mundo, con una producción mundial de petróleo para el año 2018 de 94718 KBPDC y de gas natural de 374,2 miles de MMSCFD. El comportamiento de la producción mundial de petróleo y gas se puede observar la Figura 1-4 y en la Figura 1-5 respectivamente. Para el año 2018, los principales países productores de petróleo fueron: Estados Unidos con 15311 KBPDC, Arabia Saudita con 12287 KBPDC y Rusia con 11438 KBPDC, y de gas natural fueron: Estados Unidos con 80,5 miles de MMSCFD, Rusia con 64,8 miles de MMSCFD, e Irán con 23,2 miles de MMSCFD.

Figura 1-4: Producción diaria promedio de petróleo en el mundo (KBPDC).



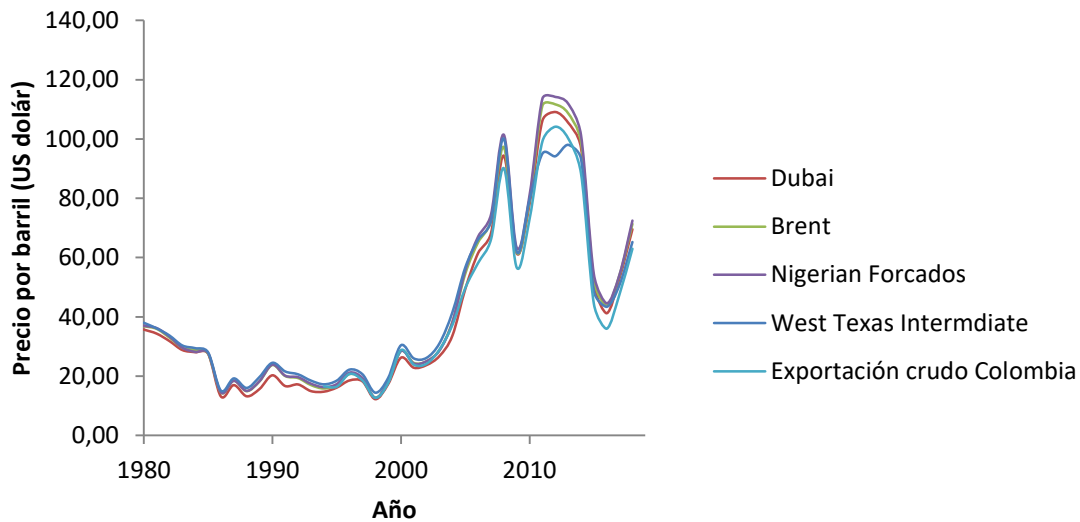
Fuente: (BP p.l.c., 2019)

Figura 1-5: Producción diaria promedio de gas en el mundo (miles de MMSCFD).



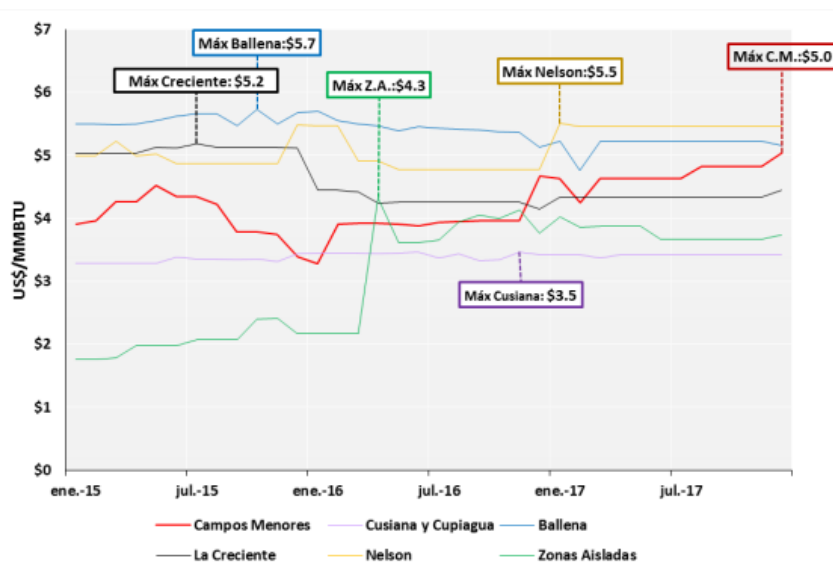
Fuente: (BP p.l.c., 2019)

Figura 1-6: Histórico de precio de petróleo en el mundo.



Fuente: (BP p.l.c., 2019) (Asociación Colombiana del Petróleo "ACP", 2019)

Figura 1-7: Precio de gas natural por campo de producción.



Fuente: (UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA "UPME", 2017)

La industria del petróleo y gas en Colombia en el año 2018 generó regalías por 6,5 billones de pesos, representó el 37% de la inversión extranjera directa, el 11% de los ingresos corrientes de la nación generados por impuesto de renta, dividendos de Ecopetrol y derechos económicos por contratos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el

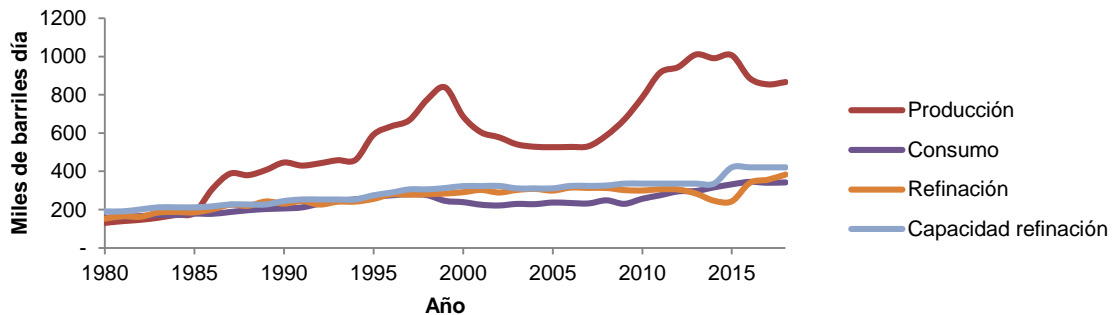
37% de las exportaciones (Asociación Colombiana del Petróleo "ACP", 2019). Colombia para el año 2018 alcanzó una producción cercana a los 865 KBPDC de crudo y 800 MMSCFD de gas natural. El comportamiento de la producción y del consumo (a), así como el comportamiento de las reservas desde 1980 (b) se observan en la Figura 1-8 para el crudo y en la Figura 1-9 para el gas natural (Asociación Colombiana del Petróleo "ACP", 2019) (BP p.l.c., 2019).

El consumo interno de petróleo para el año 2018 fue aproximadamente el 39% de la producción total. A pesar de aumentar anualmente el consumo, Colombia produce la mayor cantidad de petróleo para exportar a otros países, principalmente Estados Unidos (UPME, 2013). Colombia tiene reservas de petróleo probadas de 1,8 mil millones de barriles para el año 2018 lo que representa 5,6 años de reservas. Estas reservas corresponden al 0,1% de las reservas mundiales considerando que para el año 2018 estas eran de 1729,7 mil millones de barriles. Los países con mayores reservas en el mundo son Venezuela (303,3 mil millones de barriles), Arabia Saudita (297,7 mil millones de barriles) y Canadá (167,8 mil millones de barriles).

Dada la reducción en los precios del petróleo a partir del año 2015 se tuvo una reducción en la producción y las reservas probadas para el país, sin embargo, el petróleo mantiene su importancia como la industria que mayores recursos económicos le generan al país.

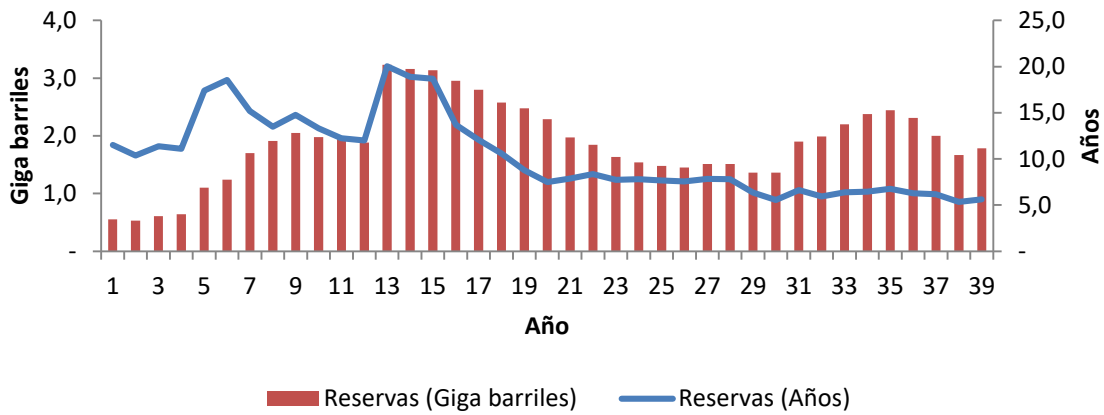
Figura 1-8: Estadísticas de producción de petróleo en Colombia.

a) *Producción, consumo, refinación y capacidad instalada refinación diario de petróleo en Colombia (KBPDC).*



Fuente: (BP p.l.c., 2019)

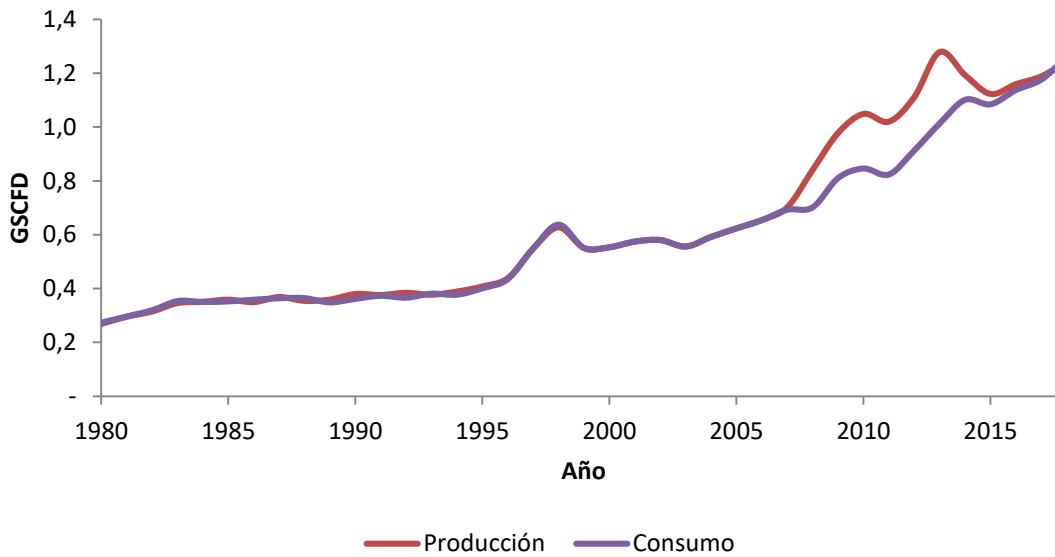
b) Reservas de petróleo en Colombia (Giga barriles – años).



Fuente: (BP p.l.c., 2019)

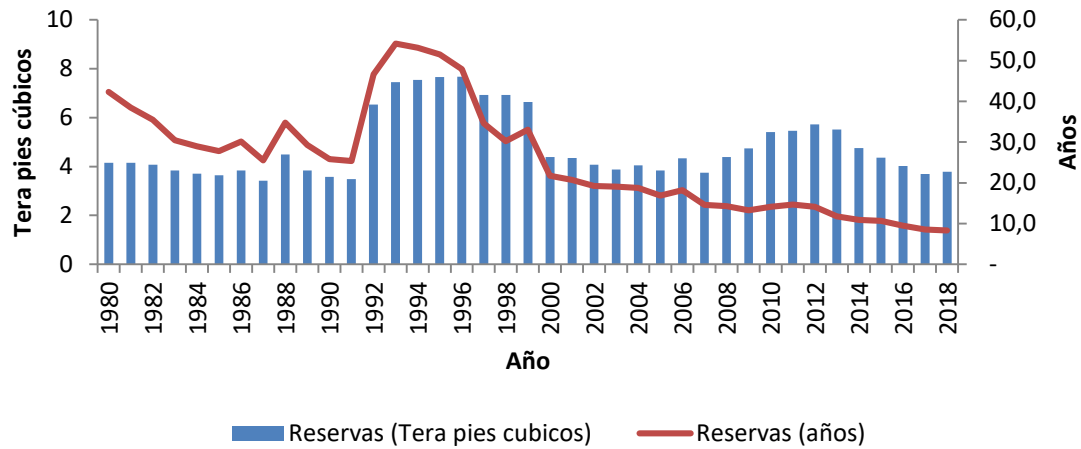
Figura 1-9: Estadísticas de producción de gas en Colombia.

a) Producción y consumo gas natural en Colombia (GSCFD).



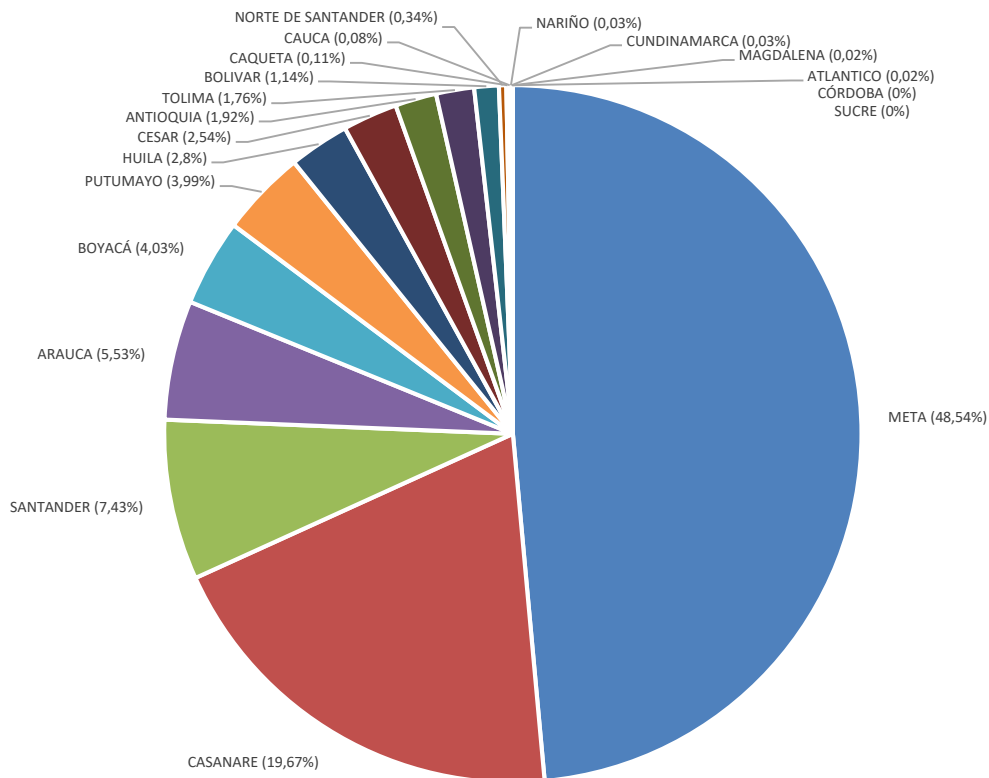
Fuente: (BP p.l.c., 2019)

b) Reservas de gas natural en Colombia (Tera pies cúbicos – años).



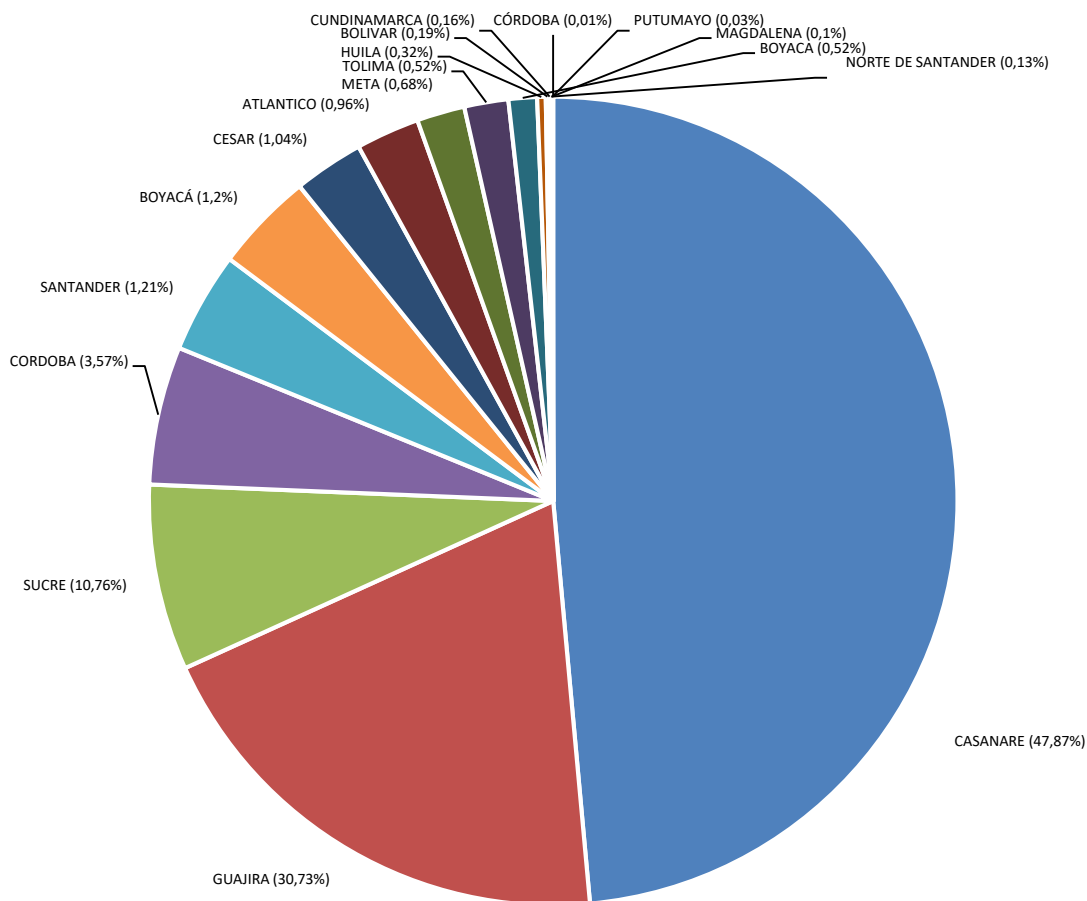
Fuente: (BP p.l.c., 2019)

c) Participación por departamento en la producción de petróleo en el año 2018.



Fuente: (Asociación Colombiana del Petróleo "ACP", 2019)

d) *Participación por departamento en la producción de gas natural en el año 2018.*



Fuente: (Asociación Colombiana del Petróleo "ACP", 2019)

La distribución de número de campos en Colombia con respecto a la producción se encuentra en la Figura 1-10, considerando que en el año 2018 se reportó producción en 468 campos de crudo y de 113 campos de gas natural. En la Figura 1-12 se muestra con color rojo las zonas donde se realiza producción de hidrocarburos en el país (Agencia Nacional de Hidrocarburos "ANH", 2019). Los campos con mayor producción de crudo en el país para el año 2018 fueron: Rubiales (118115 BPDC), Castilla (70463 BPDC), Chichimene (47798 BPDC), Castilla Norte (41587 BPDC) y Quifa (38184 BPDC); y de gas fueron: Chuchupa (214 MMSCFD), Cupiagua (119 MMSCFD) y Cusiana Norte (105 MMSCFD).

Figura 1-10: Distribución de la producción de petróleo en Colombia.

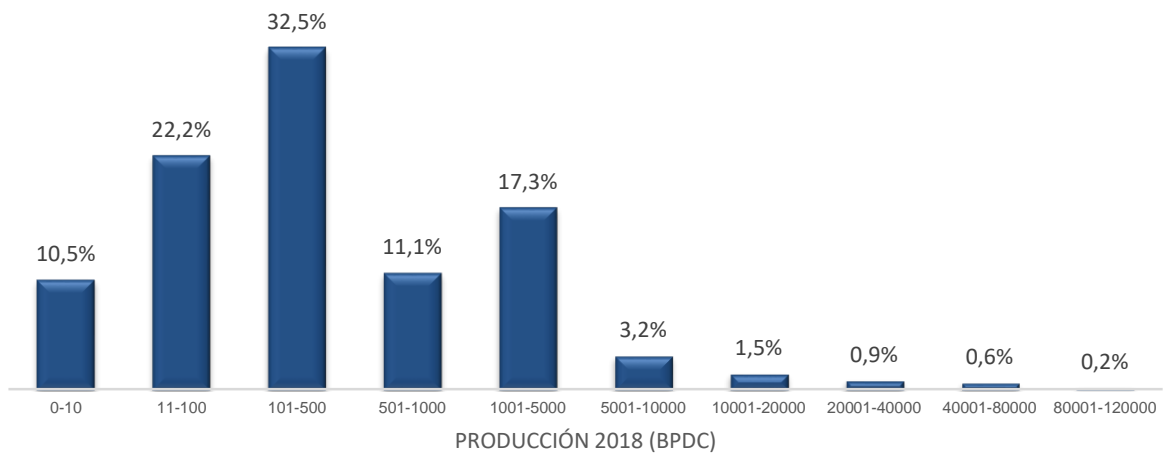


Figura 1-11: Distribución de la producción de gas natural en Colombia.

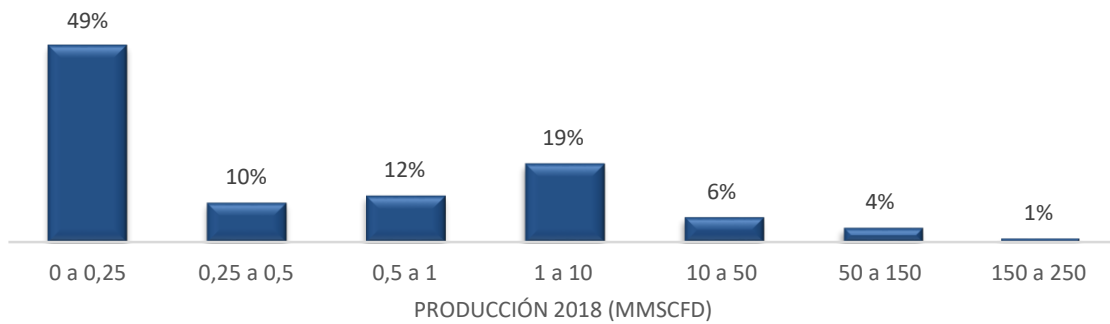
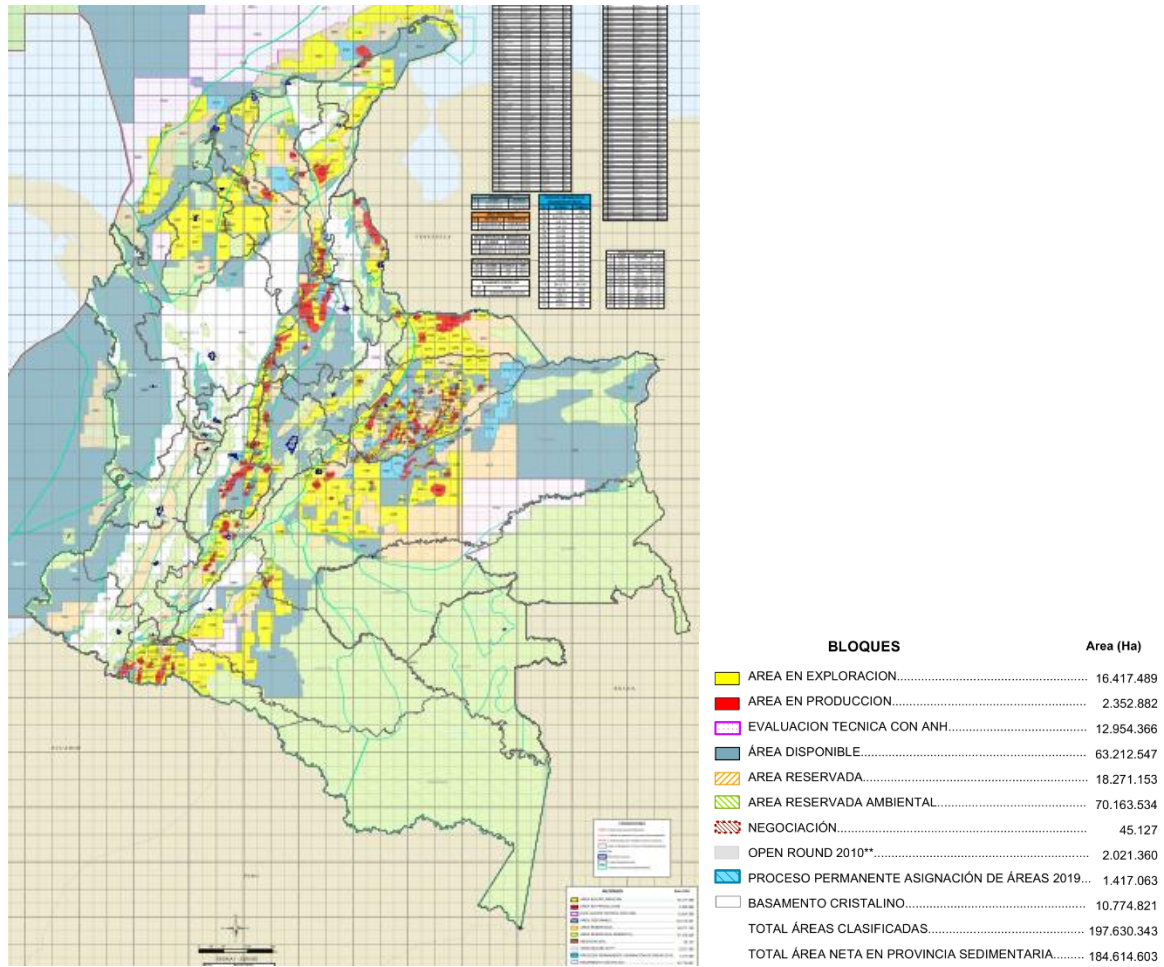
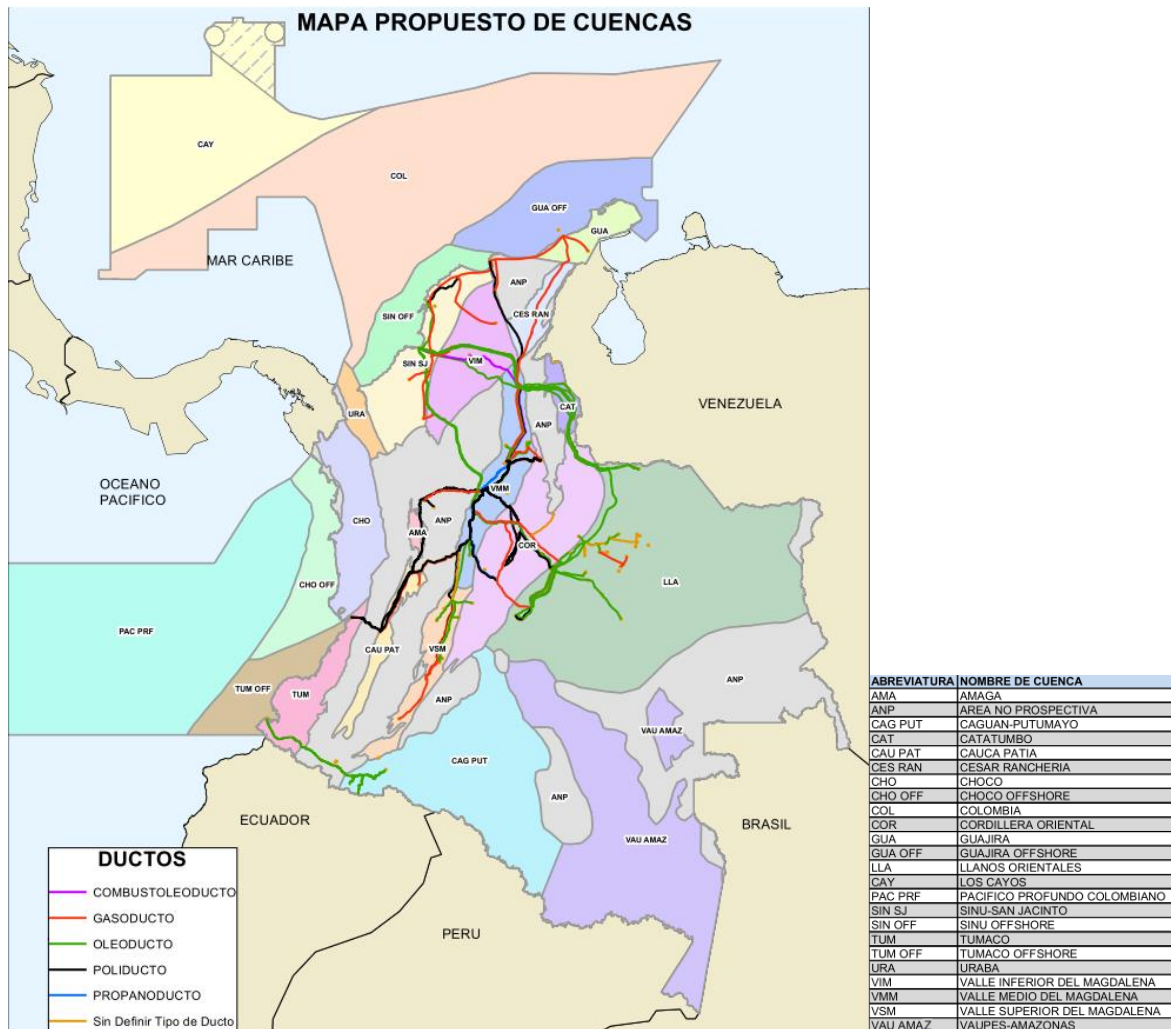


Figura 1-12: Mapa de áreas Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).



FUENTE: (Agencia Nacional de Hidrocarburos "ANH", 2019)

Figura 1-13: Mapa de cuencas e infraestructura de transporte Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).



FUENTE: (Agencia Nacional de Hidrocarburos "ANH", 2019)

El estudio de la sostenibilidad del proceso de producción de crudo es relevante para Colombia debido a que esta industria genera la mayor parte de ingresos para el país, teniendo en cuenta la inversión extranjera, los ingresos corrientes recaudados a través de sus empresas participantes en el mercado y/o por las regalías que se distribuyen para todas las regiones. Aunque el impacto económico de la industria del petróleo para el país es significativa, se observa que a nivel mundial la producción de crudo es significativamente baja con respecto a los países denominados petroleros y que pertenecen a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), además, se observa que la mayor parte de la producción es exportada sin generarse en el país mayor valor agregado sobre este recurso natural. Lo cual teniendo en cuenta las variaciones que

tiene el precio del crudo generan que esta industria tenga un alto impacto sobre la estabilidad económica del país.

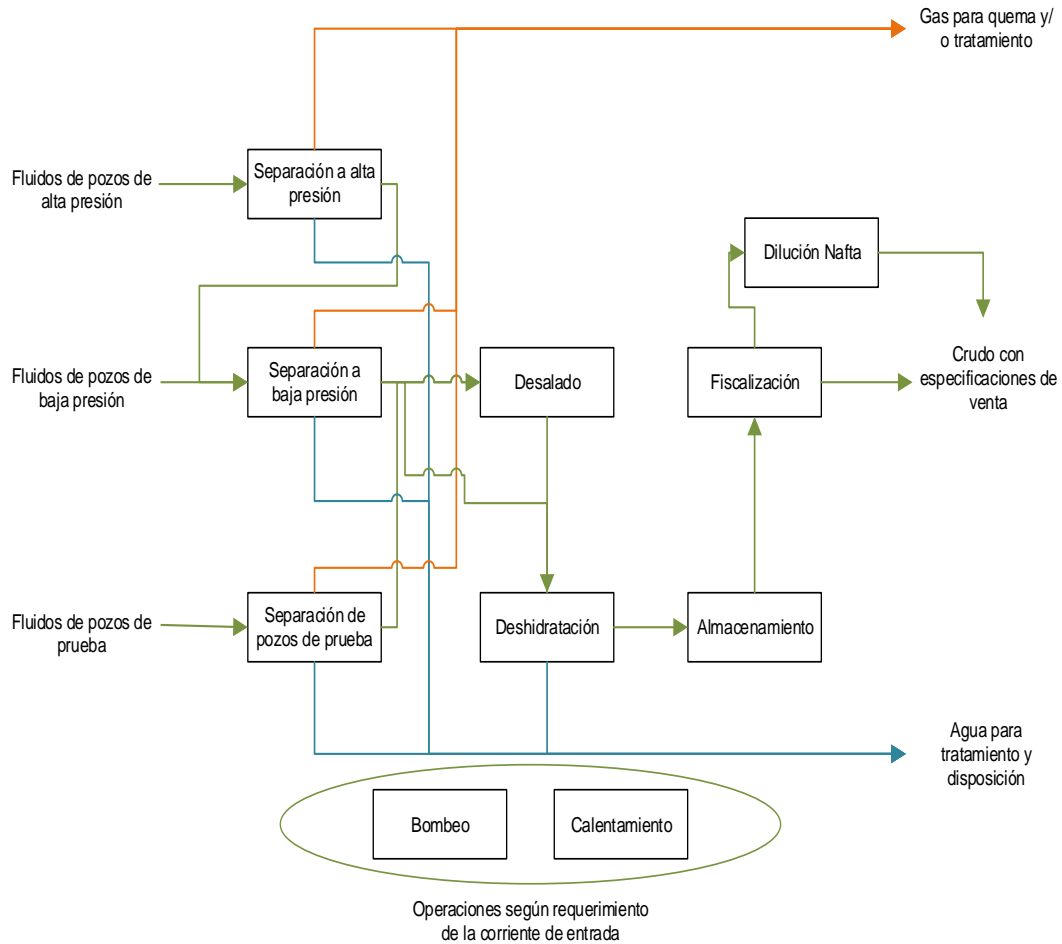
1.2.4 Instalaciones de separación de superficie para producción de petróleo

Las instalaciones de producción de petróleo comprenden desde las cabezas de los pozos hasta su almacenamiento y fiscalización. El petróleo extraído de los pozos corresponde a una mezcla, generalmente de gas, petróleo, agua (salmuera), y en algunos casos sólidos.

El petróleo crudo y el gas deben ser separados y tratados para cumplir con una calidad adecuada para su transporte, refinación y/o exportación, mientras que el agua debe ser tratada para disponerse de manera ambientalmente aceptable. Algunos sólidos pueden ser arrastrados en estas fases, por lo que también deben ser separados, limpiados y dispuestos de una manera adecuada para el ambiente (Arnold & Stewart, 2008).

La calidad requerida para cada una de las fases se define con el objetivo de remover componentes indeseables que puedan generar problemas en el transporte, la refinación y/o problemas de contaminación, además busca que el manejo de las sustancias sea seguro y económico. En la Figura 1-14 se presenta el esquema general de la producción de petróleo.

Figura 1-14: Proceso de separación para la producción de petróleo.



- **Cabeza de pozo y cabezal de recolección**

Los fluidos que salen de los pozos generalmente tienen una alta presión, a menos que su forma de explotación sea por levantamiento artificial. Para que estos fluidos puedan tratarse se realiza, previo a la separación una reducción de su presión por medio de una válvula de estrangulación. Adicionalmente, en caso de mezclar los fluidos de varios pozos, se requiere que previo al separador se ubique un colector que permita seleccionar los pozos que son de producción o de prueba (Arnold & Stewart, 2008).

- **Separación**

En esta etapa el gas se libera de los líquidos; y el agua libre y los sólidos arrastrados se separan del petróleo.

Entre mayor sea la presión a la que se realice la separación, mayor cantidad de líquidos se producirán. Sin embargo, estos líquidos a medida que se reduzca la presión en etapas posteriores, desprenderán compuestos volátiles como el metano, etano y propano arrastrando componentes más pesados, que generan mayor valor agregado a la fase líquida del petróleo que a la fase gaseosa.

El almacenamiento del petróleo generalmente se realiza a presión atmosférica, por lo cual es más apropiado retirar todos los componentes volátiles en la etapa de separación para su aprovechamiento y obtener en esta etapa el petróleo con una volatilidad acorde a los criterios de venta.

Para esto, dependiendo de las condiciones del fluido y del caudal puede recomendarse un tren de separadores, en los que se reduzca la presión de forma segmentada, y así obtener un petróleo estable y con la mayor cantidad de hidrocarburos de tamaño mediano (butano, pentano, hexano, heptano, etc.). La determinación del número de etapas del tren de separación dependerá de la composición, las condiciones y el flujo de cada pozo. Además, se debe evaluar si una etapa de separación adicional compensará el costo económico, ambiental y social de más infraestructura para su ubicación. De manera general, y como una guía, (Arnold & Stewart, 2008), definen con respecto a la presión inicial de separación un número de etapas apropiado para el tren de separación:

Tabla 1-6: Guía para establecer las etapas requeridas en un tren de separación.

Presión del separador inicial (psig)	Número de etapas*
25-125	1
125-300	1-2
300-500	2
500-700	2-3**

* No incluye el tanque de almacenamiento

** Si el flujo excede 100 KBOPD, pueden ser necesarias más etapas.

En esta etapa se puede identificar la relación del volumen estándar de gas separado sobre el volumen estándar de petróleo remanente, a esta relación se conoce como la proporción de petróleo a gas (GOR – “Gas – Oil ratio”). Este valor depende del número de etapas de separación empleadas y de la presión de operación de cada etapa.

Si el petróleo no presenta liberación de gas cuando se reduce su presión, se conoce como petróleo muerto, si la cantidad de gas disuelto no es grande (aproximadamente 2000 SCFT por barril estándar de crudo) se conoce como un gas de baja contracción, ordinario o petróleo negro, y si el GOR está entre 2000 y 3300, el petróleo se conoce como de alta contracción o petróleo volátil.

El gas separado, dependiendo de su cantidad, puede ser quemado controladamente, o comprimido y tratado (deshidratado y endulzado) para que cumpla las especificaciones de venta.

El agua se puede disponer por la borda en la mayoría de pozos costa afuera, o puede evaporarse en algunos lugares de la tierra, sin embargo, generalmente se deposita en los pozos de eliminación o es utilizada como agua de inyección (Arnold & Stewart, 2008).

- ***Deshidratación***

Si el petróleo permanece con un alto contenido de agua, suspendida y emulsionada, y con sedimentos, posterior a la separación, es necesario remover las gotas de agua emulsionada y los sólidos remanentes del petróleo. Generalmente esta etapa busca reducir el contenido de agua y sedimentos (BS&W) en el petróleo entre 0,5 % y 3%.

- ***Desalado***

En caso de que el petróleo tenga un contenido de sal superior a lo especificado en las condiciones de venta, debe reducirse por medio de dilución y arrastre con agua, para que posteriormente pueda ser deshidratado el petróleo. Generalmente el límite de sal aceptado por mil barriles de petróleo corresponde entre 10 a 25 libras, esta unidad de medición se reconoce como PTB.

- ***Calentamiento y dilución con nafta***

El calentamiento puede ser requerido en el proceso de separación para la producción de petróleo para reducir la viscosidad del fluido y facilitar su transporte entre cada etapa del proceso.

La dilución con nafta generalmente se realiza para diluir el crudo y así poder aumentar su gravedad API o reducir su viscosidad para su transporte y/o venta. La nafta es una fracción ligera de la destilación atmosférica del crudo con puntos de ebullición entre los 30°C y los 200°C que corresponde a una mezcla de hidrocarburos parafinas, naftenos y aromáticos en cadenas que van desde 4 hasta 10 carbonos aproximadamente. En el Anexo B se presentan las propiedades de la Nafta Diluida.

- **Almacenamiento**

El petróleo es almacenado generalmente a condiciones atmosféricas, en algunos casos se puede realizar la recuperación de los gases que se desprenden durante el almacenamiento. Sin embargo, cuando la cantidad de gas no es significativa con respecto al costo de su compresión, los gases son liberados al ambiente.

- **Fiscalización**

En esta etapa se busca verificar la calidad y cantidad de productos (petróleo y gas). Esta etapa se realiza en una unidad de transferencia automática de custodia (LACT) o por medición en un tanque calibrado. Posterior a esta verificación el petróleo será transportado ya sea por tubería, buque tanque o carro tanque.

Considerando la ubicación, relieve y clima del país, Colombia tiene una amplia diversidad de fauna y flora, y dispone de grandes reservas de agua, por lo que el desarrollo responsable de la industria del petróleo debe asegurar su sostenibilidad con relación al entorno. Para la evaluación de la sostenibilidad se han establecido herramientas, que permiten la cuantificación de los impactos desde las perspectivas ambiental, económica y social. Esta definición requiere de un amplio conocimiento del proceso a evaluar y del entorno.

1.3 Simulación de procesos industriales

En la simulación de los procesos químicos se busca obtener unos resultados que estimen el comportamiento real de un proceso teniendo en cuenta una información de entrada y unas restricciones.

El problema de la simulación implica la evaluación de variables de salida como una función de variables de entrada y parámetros de diseño.

A nivel comercial se encuentra una gran diversidad de simuladores, destacándose Aspen Plus, Pro II, Hysys, ChemCad, Promax, etc. Estos simuladores contienen modelos matemáticos y bases de datos con propiedades de las sustancias y su comportamiento termodinámico que permiten representar el comportamiento de un proceso. A partir de esta información, se pueden obtener los balances de masa, energía y en algunos casos la cantidad de movimiento para los procesos industriales (Scenna N, 1999).

Por lo general, al diseñar plantas de procesos, es decir, cuando se realizan balances de masa, energía y se determinan capacidades de equipos y su dimensionamiento, se realizan considerando una condición estable del proceso que no tiene dependencia con el tiempo. Cuando se involucra la dependencia del tiempo se denomina simulación dinámica, la cual se basa en funciones matemáticas más complejas y de mayor tiempo para su cálculo. El uso de este tipo de simulación es más frecuente en aplicaciones de evaluación de sistemas de control de procesos, análisis de proceso y optimización.

A partir del análisis del proceso de producción de crudo, las definiciones establecidas de sostenibilidad, la aplicación de indicadores para su medición, en los siguientes capítulos se busca identificar la relación entre las variables de diseño y de operación sobre el beneficio económico y los impactos ambientales y sociales (seguridad y salud principalmente).

2. Diseño del proceso de separación para la producción de petróleo

Para la evaluación de la sostenibilidad del proceso de separación de producción de petróleo, se realiza la simulación en estado estable del proceso empleando el software Aspen Hysys Versión 9¹. La evaluación de las alternativas del proceso, se realiza por medio de Microsoft Excel® 2016² que permite registrar los datos de entrada a la simulación, la caracterización, el caudal del petróleo a tratar y los requisitos según el mercado proyectado para el petróleo. Además, presenta los resultados de la simulación que corresponden a:

- Las alternativas de proceso para la producción de petróleo.
- Los resultados de los indicadores de sostenibilidad en las áreas ambiental, social y económica para cada una de las alternativas.

En la simulación se definen las siguientes restricciones y consideraciones:

- El paquete de propiedades empleado es Peng-Robinson.
- El caudal corresponde al medido en la fiscalización del crudo.
- La producción de crudo estable en el tiempo.
- La temperatura ambiente máxima es 35°C (95°F).
- La temperatura ambiente mínima es 25°C (77°F).
- La presión atmosférica corresponde a 1 atm.
- El gas separado se trata para su disposición en tea.
- El agua separada se trata para su reinyección.

¹ Licencia del Departamento de Ingeniería Química y Ambiental de la Universidad Nacional de Colombia.

² Licencia del Departamento de Ingeniería Química y Ambiental de la Universidad Nacional de Colombia.

2.1 Caudales de análisis

La evaluación de sostenibilidad del proceso de separación para la producción de crudo tiene como base la capacidad de producción. La amplia gama de caudales de producción del país se presenta en la Figura 1-10.

Con el fin de delimitar el análisis y tener una muestra representativa se selecciona como caudales de diseño en barriles de crudo por día calendario (BPDC): 500 BPDC, 5000 BPDC y 40000 BPDC, en los que los dos primeros representan a la mayor cantidad de campos productores (50%), y el último representa los campos de mayor producción.

2.2 Condiciones del proceso corriente de entrada

La corriente de entrada al proceso de separación para la producción de petróleo se define por el caudal, la presión, la temperatura y la composición.

Para la composición de la corriente de entrada se emplea la curva de destilación, la densidad, la relación de volumen de agua con respecto al volumen de crudo, la relación de gas con respecto al volumen de crudo, la caracterización del gas y las impurezas contenidas en el crudo (sal, heterocompuestos de metales, azufre, nitrógeno, etc.).

2.3 Especificaciones de productos

Las especificaciones de salida del petróleo de las instalaciones de separación de superficie están dadas por el uso que se le dará a éste, ya sea transporte por carro tanque, transporte por oleoducto para consumo interno en refinación o exportación, en algunos casos previa mezcla de varios crudos.

2.3.1 Transporte por carro tanque

El petróleo que es transportado por carro tanque debe ser estable, es decir, no debe liberar compuestos volátiles. Este medio de transporte es ampliamente usado cuando por sus características fisicoquímicas ($^{\circ}$ API, viscosidad) no se puede transportar por bombeo, se requiere completar el procesamiento del petróleo en otras instalaciones o cuando no existe infraestructura de transporte cerca del campo de producción. Cuando el crudo es pesado se hace necesario utilizar vapor para el cargue y descargue del crudo.

2.3.2 Transporte por oleoducto

Los oleoductos más importantes en Colombia se encuentran administrados por CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S., OCENSA S.A., OLEODUCTO BICENTENARIO S.A.S. y OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A. Estas compañías registran sus especificaciones en cuanto a la calidad del crudo que ingresa al oleoducto en el Manual del Transportador. En Colombia se tiene que los petróleos para oleoducto deben cumplir con especificaciones que se muestran en la Tabla 2-1 (CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. "CENIT", 2014) (OCENSA S.A., 2016) (Oleoducto Bicentenario S.A.S., 2019) (Oleoducto de los Llanos Orientales S.A., 2019).

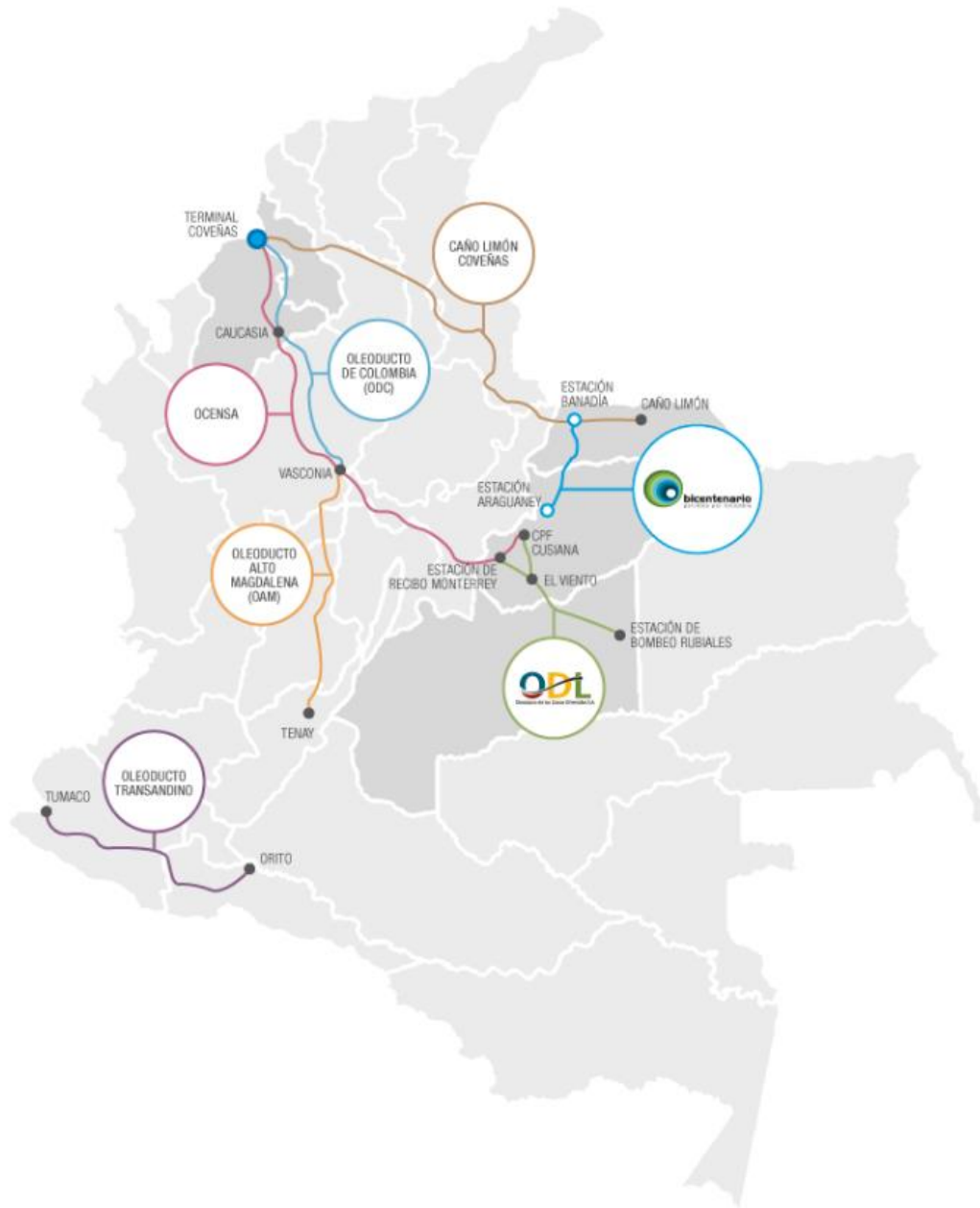
Tabla 2-1: Especificaciones del crudo para el transporte por Oleoducto.

Parámetro de prueba	CENIT S.A.S.	OCENSA S.A.			ODL	Bicentenario
		Liviano o Mediano	Pesado	Extra pesado		
Agua y sedimento	<0,5%	<0,5%	<0,8%	<0,8%	<0,5%	<0,5%
Gravedad API a 60°F	18-50	$\geq 21,1$	≥ 18 y $\leq 21,1$	≥ 17 y ≤ 18	$\geq 12,7$ Recibido Línea Rubiales ≥ 10 Recibido Descargadero Rubiales 14,9 – 50 Despacho Rubiales ≥ 15 Estación Jagüey ≥ 16 Estación Palmeras	18 – 50 General 24 – 50 General
Presión (psi) de vapor (RVP)	<11	<9	<9	<9	<7 (<11 a temperatura de operación)	<11
Viscosidad (cSt) a 140°F	< 300	<200	<300	<405	<4800 Recibido Línea Rubiales <26000 Recibido Descargadero Rubiales <1350 Despacho Rubiales <2300 (Estación Palmeras) <1400 (hasta 4000 BPD Jagüey) <1200 (a partir de 4000 BPD Jagüey)	<300 General <50 Fase 1
Temperatura (°F)	< 120	<105	<105	<120	170-190 Recibido Línea Rubiales 120-150 Recibido Cargadero Rubiales <180 Despacho Rubiales <150 (Estación Jagüey y Palmeras)	<120
Contenido de sal (PTB)	20	20	20	20	20	20

40 *Alternativas de diseño de plantas de operaciones de separación incluyendo la dimensión ambiental, de eficiencia energética y seguridad*

Parámetro de prueba	CENIT S.A.S.	OCENSA S.A.			ODL	Bicentenario
		Liviano o Mediano	Pesado	Extra pesado		
Punto de fluidez (°C)	<12	≤12	≤6	-	<12	<12
Contenido de azufre (% en peso)	-	≤1,2% en peso	≤2% en peso	≤2% en peso	≤2% en peso	-
Número de Acidez Total (mgKOH/g)	-	≤0,5	≤0,8	≤0,8	-	-

Figura 2-15: Oleoductos en Colombia.



La especificación empleada para el análisis utiliza los parámetros más estrictos de los mencionados en la Tabla 2-1, es decir que el producto del proceso de separación para la producción de petróleo debe tener un contenido máximo de agua y sedimentos de 0,5%, gravedad API mayor a 24°API, presión de vapor Reid menor a 11 psi, viscosidad acorde a la gravedad API, temperatura menor a 105°F, y contenido de sal menor a 20 PTB. Cuando con las características de los fluidos ingresados no se pueda cumplir con las restricciones del contenido de azufre, el punto de fluidez y el número de acidez total, se establecerán a partir de los resultados de la simulación.

2.4 Usos del petróleo

2.4.1 Exportación

En Colombia los petróleos de exportación corresponden a la mezcla de los petróleos producidos en diferentes campos. Como estándar, ECOPETROL S.A. tiene publicadas cuatro referencias de petróleo, éstas se muestran en la Tabla 2-2. La composición y especificaciones técnicas de estos crudos se encuentran en el Anexo A.

Tabla 2-2: Referencias de crudo para exportación.

Castilla	Es un petróleo pesado con alto contenido de azufre compuesto principalmente por una mezcla de los petróleos de los campos Rubiales, Castilla y Chichimene
Vasconia	Es un petróleo grado medio y sulfuroso compuesto por una mezcla de petróleos producidos en la cuenca del Alto Magdalena
Magdalena Blend	Es un petróleo pesado compuesto por una mezcla de petróleos del área de los campos de Ayacucho, Moriche, Teca y Jazmín
South Blend	Es un petróleo medio con alto contenido de azufre que se exporta a través de la costa pacífica

2.4.2 Consumo interno

Las dos refinerías más importantes y en operación actualmente en Colombia son REFCAR S.A. ubicada en Cartagena y la Refinería de Barrancabermeja. Estas reciben actualmente aproximadamente el 39% de la producción de crudo para convertirlo en combustibles y petroquímicos requeridos por el país. Además de estas se encuentran unas pequeñas capacidades en Apiay y Orito. Los productos refinados generados corresponden

a gas licuado del petróleo (GLP), gasolina corriente, gasolina extra, diésel o ACPM, Jet A-1, combustóleo o fuel oil, nafta virgen, nafta de alto octano, arotar, azufre, coque, propileno (REFINERÍA DE CARTAGENA S.A.S., 2019), disolventes aromáticos, bases lubricantes, parafinas, disolventes alifáticos, polietileno, y ácidos (ECOPETROL S.A., 2014). El crudo producido en los campos ingresa con las especificaciones para el transporte por ductos o por carrotanque.

2.5 Etapas del proceso de separación para la producción de petróleo

2.5.1 Acondicionamiento

- ***Reducción de presión***

El crudo proveniente de los campos productores (pozos) se puede encontrar a presiones muy elevadas, lo que implica que para tratarlo en la superficie a estas presiones se requiera de materiales especiales y mayores espesores para asegurar la resistencia de las instalaciones a la presión. Para que el tratamiento del crudo no implique estos costos en materiales, siendo que de igual forma el crudo se llevará a una presión cercana a la atmosférica, se realiza la reducción de presión en el cabezal del pozo.

El cabezal del pozo además de asegurar la presión, regula el flujo que saldrá del pozo hacia las instalaciones de operación. De esta forma el crudo que se encuentra contenido en el pozo a una alta presión, es liberado de forma controlada hacia el sistema de tuberías que conecta a la planta de estabilización del crudo. En esta etapa se encontrarán mezcladas las diversas fases que se separarán posteriormente con la reducción de la presión: crudo, gas y salmuera.

Como condición típica se establece una presión máxima de operación de 1500 psig. La temperatura del crudo en el pozo puede variar teniéndose referencias entre 120°F y 190°F. El caudal dependerá de las definiciones que realice el productor conforme a los costos de

las instalaciones requeridas y la rentabilidad esperada en la producción. La composición dependerá de las características de formación de pozo.

Para la simulación el control de presión será representado por medio de una válvula y el flujo será ingresado de acuerdo al caso de estudio.

- ***Aumento de presión***

Dependiendo del pozo, la presión con la que se extrae el crudo puede no ser la suficiente para permitir su paso por todos los equipos que compongan la facilidad de estabilización, por lo que se hace necesario realizar el bombeo del crudo. Para el caso de estudio, se establece que la presión mínima para el flujo hacia las instalaciones de producción es de 100 psig.

En la simulación esta operación se representará por medio de una bomba. El flujo y la temperatura de la corriente corresponderán al ingresado de acuerdo al caso de estudio. Para la operación de las bombas se requiere suministrar energía, dado que los campos de producción por lo general están en zonas rurales, se emplean como fuentes para la generación de energía eléctrica equipos que usan combustibles como el combustóleo o el diésel, o la energía generada por calderas de vapor.

- ***Calentamiento***

Cuando la viscosidad del crudo es muy alta el crudo tiende a perder su capacidad de flujo, requiriéndose mayores diámetros de tubería y energía para su bombeo, para reducir la viscosidad el crudo puede ser sometido a calentamiento o como en el siguiente ítem puede ser diluido con nafta. Esto ocurre especialmente para los crudos pesados, los cuales al llegar a la superficie se despojan de los compuestos más volátiles y junto con un bajo corte de agua generan el aumento de la viscosidad.

El calentamiento del crudo presenta su principal desventaja en el aumento del consumo energético para facilitar la estabilización.

De acuerdo a las restricciones para la entrega a oleoductos se considera que un crudo con una viscosidad superior a 200 cSt y con una gravedad API inferior a 18°API deberá ser calentado y/o diluido para así asegurar su flujo. Como medio de calentamiento por lo general es empleado el vapor.

- ***Dilución con nafta***

Cuando el crudo tiene una alta viscosidad o una gravedad API fuera de las especificaciones de acuerdo al uso, se puede realizar la etapa de dilución con hidrocarburos ligeros como nafta (o queroseno). Esta etapa se realiza por medio de una mezcla en línea por inyección. Como principal desventaja se tiene que el diluyente que se use será reprocesado con las implicaciones que tiene esto sobre los volúmenes y consumos energéticos de las instalaciones para la estabilización, transporte y posterior refinación del crudo. En el Anexo 2 se presenta la caracterización de la nafta para dilución importada en Colombia. La inyección a las líneas de transporte se realiza por medio de bombas que requerirán de suministro de energía eléctrica.

2.5.2 Separación

El crudo que proviene de los pozos contiene compuestos ligeros y agua, los cuales tienden a separarse a medida que se reduce la presión para poder estabilizarse y ser manejado en las instalaciones de superficie. El objetivo de la etapa de separación es poder separar las fases de la corriente de crudo que sale de los pozos, controlando que los gases formados al reducir la presión no arrastren compuestos pesados que generan mayor valor agregado en la fase líquida, y que la fase del crudo pueda separarse de la fase acuosa (salmuera) no emulsionada (libre).

Un separador es un recipiente a presión que busca generar el suficiente volumen para que se reduzca la velocidad de flujo permitiendo que las fases provenientes de los pozos sean separadas. El gas al ser el compuesto con menor densidad ocupará la parte superior del recipiente. Mientras el líquido se sedimenta hacia la parte inferior del recipiente. Cuando en la fase líquida hay crudo y agua, el agua al ser más densa que el crudo tiene a ocupar

el fondo del recipiente, mientras que el crudo genera una capa intermedia entre el agua y el gas. La temperatura de operación de la separación debe prevenir la formación de hidratos. Dependiendo de la presión con la que se obtiene el crudo de los pozos es necesario realizar la separación en varias etapas para llevarlo a una presión que permita su transporte y almacenamiento.

Se considera que en la separación se pueden remover gotas de crudo con un tamaño mayor a 100 μm y gotas de agua con un tamaño mayor a 500 μm .

A mayor número de etapas es más eficiente la separación, sin embargo, muchas no son viables económicamente, por lo que generalmente se plantean como máximo cuatro (4) etapas de separación contando al tanque de almacenamiento como una de estas etapas. El número de etapas de separación son una función de la gravedad API del crudo, la relación Gas-Crudo (GOR) y la presión del fluido. La presión de separación se fija a partir del comportamiento de equilibrio del crudo.

Tabla 2-3: Condiciones para la selección del número de etapas de separación.

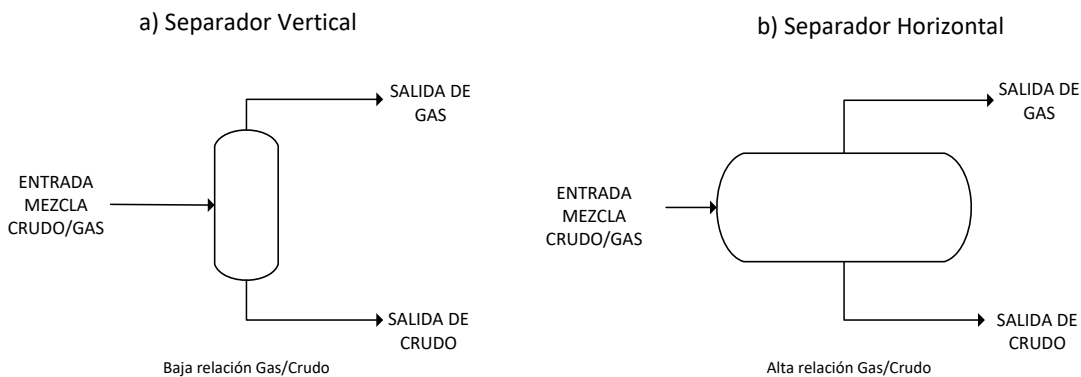
No. Etapas	Condiciones de la etapa*	GOR	API	Presión
2	10 a 100 psig Tanque de almacenamiento	Bajo		Baja
3	100 a 500 psig 10 a 75 psig Tanque de almacenamiento	Intermedio a alto	Baja a intermedia	Intermedia
4	500 a 1500 psig 100 a 500 psig 10 a 75 psig Tanque de almacenamiento	Alta	Alta	Alta

Dado que la composición de los yacimientos y los pozos es variable puede presentarse que el reservorio no genere agua, por lo cual, en este caso se emplean únicamente separadores bifásicos. Para el caso en que se genera gas, crudo y agua, dependiendo de la relación entre estas fases puede requerirse una separación bifásica inicial y una posterior separación trifásica o únicamente separaciones trifásicas. A continuación, se describe las consideraciones para la separación bifásica y la separación trifásica.

- **Separación bifásica**

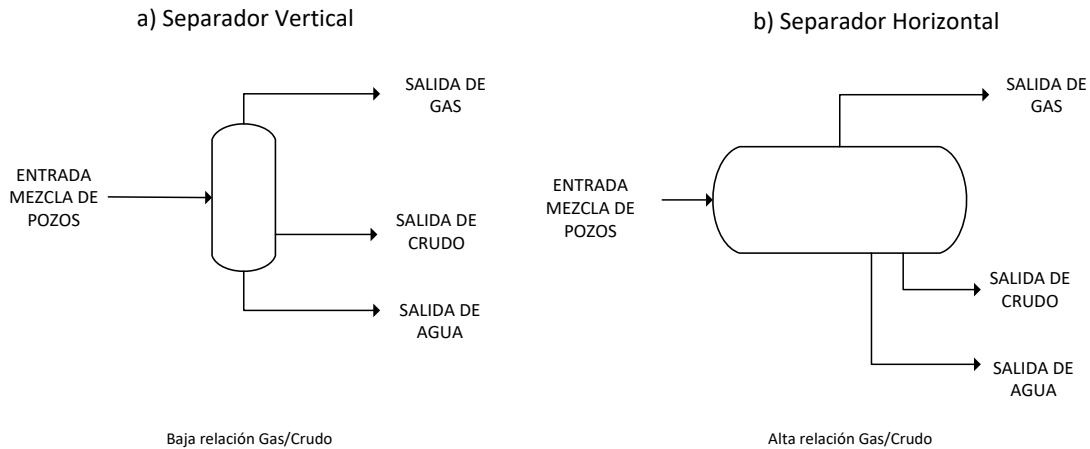
Se emplea la separación bifásica cuando el contenido de agua es muy bajo en el crudo proveniente de los pozos, o cuando el contenido de gas es muy elevado y es más factible retirar esta fase primero para posteriormente separar la fase acuosa del crudo.

Figura 2-16: Separación bifásica.



- **Separación trifásica**

Estos separadores son empleados cuando además de requerirse separar el crudo del gas, la relación de agua libre con respecto al crudo es significativa, lo que hace necesario remover el agua libre.

Figura 2-17: Separación trifásica.

2.5.3 Tratamiento

▪ Deshidratación

En esta etapa se busca remover del crudo el agua que se encuentra en forma de emulsión. El objetivo es lograr un contenido de agua y sedimentos remanentes en el crudo que cumpla con las especificaciones, ya sea para su transporte por oleoducto para refinación o exportación. De forma general se considera que el crudo debe tener un porcentaje dentro 0,2 y 0,5 a 1%. Para remover el agua emulsionada, se requiere romper la emulsión ya sea con adición de calor, adición de químico o aplicación de campos electrostáticos. Una vez rota la emulsión, las gotas de agua deben reunirse para poderse sedimentar por gravedad y removerse como agua libre.

Dado que la forma más general para romper la emulsión entre el crudo y el agua es la aplicación de calor, se plantea esta como única alternativa de deshidratación. El calentamiento acelera y promueve la separación del agua emulsionada por las siguientes razones:

- Reduce la viscosidad del crudo.
- Aumenta la diferencia de densidades entre el crudo y el agua.

- Promueve el movimiento de las pequeñas gotas de agua, de forma que se aumentan sus colisiones y la probabilidad de generar gotas cada vez más grandes de agua.
- Desestabiliza la capa de la emulsión al disolver parafinas pequeñas y cristales de asfáltenos.

Como efecto del calentamiento se tendrá la pérdida de hidrocarburos ligeros, y pérdida en el volumen de crudo.

El tipo de calentador es seleccionado con respecto al contenido de agua, si el contenido de agua libre se encuentra entre 1% y 2% se recomienda emplear un calentador indirecto, mientras que si el contenido de agua es mayor y permite mantener un nivel alrededor de los tubos calientes se recomienda un calentador directo. El medio de calentamiento en campo generalmente es el vapor.

La ruptura de la emulsión por medio de químicos debilita la capa de la emulsión permitiendo su floculación, ruptura de la capa y coalescencia para generar gotas más grandes de agua. Los químicos empleados son compuestos orgánicos, polímeros de alto peso molecular, con características tenso activas. Algunos químicos empleados son sulfatos, ésteres poli glicoles, compuestos de poliamidas, etc. Estos químicos son aplicados después de la válvula de choque antes de entrar a la etapa de separación y por lo general se puede requerir emplear aproximadamente 1 L de químicos por cada 15 – 20 m³ de crudo, con una concentración entre 10 y 60 ppm.

El tratamiento electrostático únicamente es necesario cuando se requiere acelerar la coalescencia de las gotas de agua, por lo cual la implementación de este tratamiento requiere que previamente se rompa la emulsión ya sea por calentamiento o por la adición de químicos. Para esto se emplea un campo de alto voltaje (10000 a 15000 V).

▪ **Desalado**

Cuando el contenido de sal excede las 20 PTB (libras de sal, expresadas como equivalente de cloruro de sodio por mil barriles de crudo) es necesario realizar el desalado del crudo.

La restricción del contenido de sal es generalmente dada para el transporte del crudo en oleoductos, ya que esta puede generar incrustaciones y corrosión de las tuberías. Los minerales que se encuentran en forma de sales son por lo general el cloruro de sodio, de calcio y de magnesio. La sal se encuentra generalmente en solución con el agua remanente en el crudo y se encuentra dispersa en pequeñas gotas que forman una emulsión con el crudo.

El desalado se realiza por medio de un lavado o dilución con agua fresca que contiene una baja salinidad, de modo que se pueda diluir la concentración de sal. Esto generará nuevamente emulsiones por lo cual se requerirá una nueva etapa de deshidratación. La mezcla de crudo y agua se realiza generalmente en línea por medio de un mezclador estático. El volumen de agua a adicionar puede variar entre un 5% y 10%. La presión requerida para el desalado puede variar entre 50 y 250 psig.

Tabla 2-4: Condiciones promedio del desalado

Gravedad Crudo (°API)	Temperatura desalado (°C)	Relación de agua mínima (%vol)
>40	110	2-4
30-40	110	4-8
	120	4-7
<30	130	8-10
	140	>10

2.5.4 Almacenamiento

El objetivo de esta etapa es recibir y recolectar el crudo producido en los pozos, para que este pueda ser transportado por carro tanque o por oleoducto, para su consumo en el país o para la exportación. Esta etapa siempre es necesaria ya que los sistemas de transporte pueden presentar restricciones de alimentación con respecto al caudal y la presión de operación.

A los tanques de almacenamiento debe ingresar el crudo ya sea de la etapa de separación o de la etapa de deshidratación. Los tanques de almacenamiento generalmente alimentan los sistemas de bombas para cargar los carrotanques o para transportar el crudo por medio de oleoductos.

El almacenamiento se puede realizar en tanques atmosféricos, con techo flotante, con espacio de vapor variables y a presión, con venteo o totalmente cerrados. Su dimensionamiento y operación debe considerar las restricciones ambientales para emisiones atmosféricas, prevenir los riesgos de incendio y reducir las pérdidas de crudo por evaporación. La selección del tipo de tanque a emplear dependerá principalmente de la presión de vapor y la toxicidad del crudo, de la temperatura y la presión de almacenamiento.

De forma general, la capacidad de almacenamiento debe asegurar la recolección cuando es de un pozo entre dos (2) y tres (3) días de operación, y cuando es un grupo de pozos entre tres (3) y cuatro (4) días de operación. El número de tanques mínimo a instalar es de dos, teniendo en cuenta que debe haber relevos para periodos de mantenimiento de los equipos.

Durante el almacenamiento, el petróleo se encuentra en reposo, sin embargo, debido a cambios de temperatura en el ambiente pueden presentarse emisiones de los componentes volátiles que permanezcan en el crudo, un método para recuperar estas emisiones es por medio de unidades de recuperadores de vapor (VRU, de acuerdo a sus siglas en inglés). El objetivo de estas unidades es recolectar las emisiones generadas en el tanque y comprimirlas para que puedan ser quemadas en la tea o enviarse al sistema de tratamiento de gas en caso de existir. Además, remueve hidrocarburos pesados que puedan ser arrastrados para ser recirculados al tanque de almacenamiento.

Los tanques de techo flotante son usados cuando la presión de vapor está entre 1,12 y 11,5 psia a la temperatura de almacenamiento.

2.6 Alternativas del proceso de separación de crudo

Conforme a lo establecido en el proceso de separación de crudo, el proceso está definido por las características del crudo del campo productor (pozos de extracción), principalmente

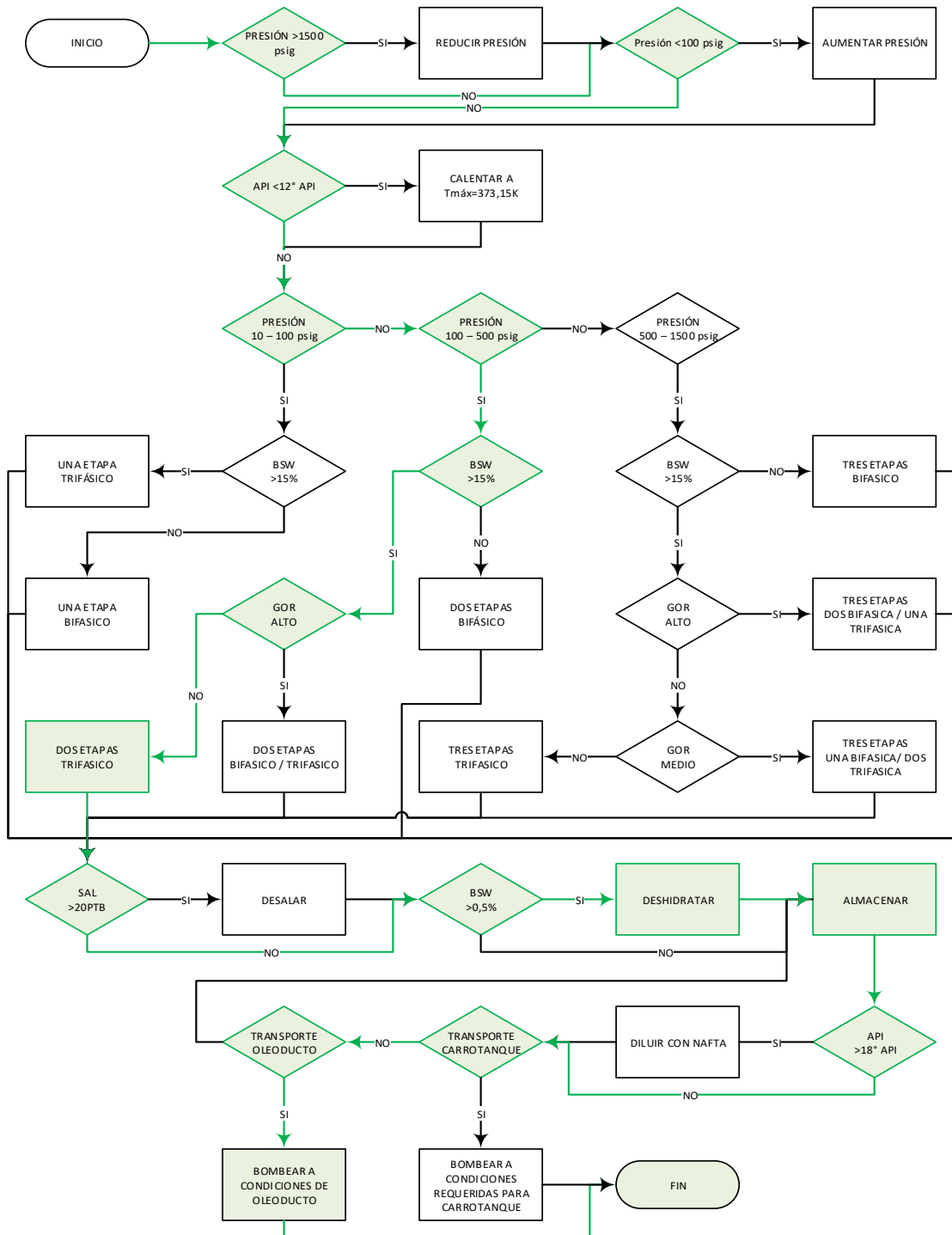
la presión, la viscosidad, y las relaciones gas/crudo y agua/crudo. El caudal impacta el número de equipos requeridos para realizar cada una de las etapas, teniendo en cuenta que estos deben ser comerciales, construibles y operables. Además, debe considerarse que todos los equipos requieren de una unidad complementaria, de forma que puedan rotarse en los mantenimientos. En la Tabla 2-5 se resumen las entradas y salidas del proceso. Los criterios para la selección de las etapas del proceso conforme con las condiciones y propiedades del crudo de pozo se presentan en la Figura 2-18.

Tabla 2-5: Alternativas proceso de separación de crudo

Entradas		Separación gas libre en pozo	Acondicionamiento presión	Acondicionamiento viscosidad por calentamiento	Separación	Desalado	Deshidratación	Almacenamiento	Acondicionamiento viscosidad	Transporte	Salidas	
Materias primas	Crudo de pozo Nafta	Si	Reducción con válvula de choque	Si	Un (1) bifásico	Si	Si	Si	Mezcla Nafta	Bombeo oleoducto	Gas	Productos
					Dos (2) bifásicos							
					Tres (3) bifásicos							
					Un (1) trifásico							
					Dos (2) trifásico							
					Tres (3) trifásicos							
Servicios auxiliares	Agua Emulsificantes Vapor Energía eléctrica Aire de instrumentos	No	Aumento por bombeo	No	Un (1) trifásico	No	No	Si	Mezcla Nafta y calentamiento	Bombeo carro tanque	Salmuera Lodos Sedimentos	Residuos
					Dos (2) trifásico							
					Tres (3) trifásicos							
					Un (1) Bifásico y un (1) Trifásico							
					Un (1) Bifásico y dos (2) Trifásico							
					Dos (2) Bifásico y un (1) Trifásico							
No												

El análisis realizado considera un crudo pesado (crudo Mares) y un crudo ligero (crudo Cupiagua). La caracterización de estos crudos se presenta en el Anexo A. Este análisis considera un flujo de crudo de 500, 5000 y 40000 barriles de petróleo al día, de acuerdo con lo definido en el numeral 2.1. Los resultados de los balances de masa, energía y de dimensionamiento de equipos se presentan en los Anexos C y D.

Figura 2-18: Criterios para la definición del proceso de separación de crudo.



Además de los criterios presentados para el desarrollo del presente trabajo se emplea como referencias los resultados de los siguientes proyectos desarrollados como trabajos o tesis de grado de pregrado y maestría en ingeniería química de la Universidad Nacional de Colombia, los cuáles se encuentran relacionados con el estudio de la industria de hidrocarburos, el diseño de sus instalaciones para el procesamiento y su evaluación económica.

- “Propuesta metodológica para el diseño y operación de instalaciones de separación y procesamiento de crudo” (Pérez N. M., 2016) donde se realiza el dimensionamiento de una planta para crudo pesado, el análisis de sensibilidad con respecto a las propiedades del alimento y la evaluación económica del proceso.
- “Influencia de las curvas de producción de petróleo en el sobredimensionamiento de instalaciones tempranas” (Ramírez, 2018) se establece los costos de diseños de plantas de procesamiento de crudo y se analiza su rentabilidad basados en las curvas de declinación que permiten establecer la producción esperada en el tiempo.
- “Implementación de metodología para la selección de alternativas de plantas de procesamiento de gas” (Gutiérrez, 2015) donde se presenta una metodología para la selección técnico – económica de las alternativas de procesamiento de gas, clasificando los gases con respecto al contenido de metano y su potencial de recuperación de hidrocarburos líquidos.

Complementando estos trabajos, en el siguiente capítulo se presentará los resultados del análisis de sostenibilidad para las alternativas previstas del proceso de producción de crudo descritas.

3. Evaluación de la sostenibilidad

La sostenibilidad de un proceso está definida por el equilibrio entre las dimensiones económicas, ambientales y sociales. Los indicadores definidos considerando los desafíos establecidos por Mukherjee et al. (2015) son indicadores en el uso de energía, materiales, agua, indicadores en generación de residuos, indicadores de compuestos peligrosos emitidos; indicadores de emisiones nocivas de productos e indicadores de uso del suelo, costos y seguridad del proceso.

3.1 Aspecto económico

3.1.1 Costos de inversión

Para la construcción de la infraestructura de un proceso, además del dimensionamiento de los equipos, es requerida la interacción con múltiples disciplinas de la ingeniería que permitirán conocer los costos directos de la obra. A nivel de la ingeniería química y a través del software de estimación de costos se puede establecer los costos de los equipos. Sin embargo, un presupuesto detallado se obtiene a partir de planos de taller y de construcción que son elaborados por ingenieros mecánicos, de tubería, civiles, estructurales, de instrumentación y control e ingenieros eléctricos. Además, la inversión debe contemplar infraestructura adicional para el acceso al área de producción y a las áreas de trabajo del personal. El presupuesto es soportado por el análisis de precios unitarios que permite establecer los costos de los ítems de construcción por medio de los rendimientos de materiales, herramientas, transporte y mano de obra que están estrechamente relacionados con el área donde se realizará el tratamiento del crudo. Adicionalmente, la elaboración de este tipo de presupuestos requiere de la aplicación de metodologías para la determinación de la incertidumbre, precisión y análisis de riesgos para cuantificación de contingencias. En este tipo de presupuestos se deben considerar costos indirectos

correspondientes a la expedición de permisos y licencias, planes ambientales y sociales, impuestos, etc. Para el alcance del presente trabajo y con el objetivo de tener un referente para comparación de los indicadores, se establecerá el costo de los equipos a partir del software de simulación Hysys®. En la Tabla 3-1 se presentan los costos de inversión totales de equipos requeridos para el proceso de tratamiento de crudo en cada uno de los casos de estudio.

Tabla 3-1: Costo de inversión por caso de estudio.

Indicador	500 BPD		5000 BPD		4000 BPD	
	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero
Costo de capital	\$28.571.428	\$17.142.857	\$71.428.571	\$57.142.857	\$148.375.842	\$123.548.752

3.1.2 Costos de operación

Los costos de operación para la extracción del crudo incluyen los costos de servicios auxiliares, y el tratamiento de residuos, así como el personal para la operación y administración del proceso. Dentro de los costos de operación se consideran adicionalmente los impuestos, regalías, arrendamientos, seguros, y costos de depreciación de equipos e infraestructura.

Los costos de extracción de crudo reportado por la Asociación Colombiana de Petróleo para el año 2017 son de 7,7 dólares por barril en promedio. El costo de operación total en el país se encontró en el año 2017 entre 10 y 34 dólares por barril dependiendo principalmente de la gravedad API del crudo. El costo de transporte interno en Colombia promedio por barril es de 8,6 dólares (Asociación Colombiana de Petróleo "ACP", 2018). Los costos de operación, así como los ingresos se ven afectados por el decaimiento de la producción del pozo, generada por la pérdida de presión en este a medida que se extrae el crudo. Para cuantificar este decaimiento se tomó la estadística de producción del crudo Cupiagua, obteniéndose que en promedio este campo reduce cada año un 12% su producción. Para el crudo ligero se presume un costo de 10 USD, y para el crudo pesado un costo de 25USD.

En la Tabla 3-2 se presentan los costos de operación para los casos de estudio. En esta se observa la reducción de los costos de operación a medida que se reduce la producción del pozo y se observa el aumento de los costos de operación al tenerse una mayor capacidad de producción.

Tabla 3-2: Costos de operación por caso de estudio (USD).

Tipo de crudo	Ligero			Pesado		
	500	5000	40000	500	5000	40000
Capacidad (BPD)						
Año 1	\$1.825.000	\$18.250.000	\$146.000.000	\$4.562.500	\$45.625.000	\$365.000.000
Año 2	\$1.606.000	\$16.060.000	\$128.480.000	\$4.015.000	\$40.150.000	\$321.200.000
Año 3	\$1.413.280	\$14.132.800	\$113.062.400	\$3.533.200	\$35.332.000	\$282.656.000
Año 4	\$1.243.686	\$12.436.864	\$99.494.912	\$3.109.216	\$31.092.160	\$248.737.280
Año 5	\$1.094.444	\$10.944.440	\$87.555.523	\$2.736.110	\$27.361.101	\$218.888.806
Año 6	\$963.111	\$9.631.107	\$77.048.860	\$2.407.777	\$24.077.769	\$192.622.150
Año 7	\$847.537	\$8.475.375	\$67.802.997	\$2.118.844	\$21.188.436	\$169.507.492
Año 8	\$745.833	\$7.458.330	\$59.666.637	\$1.864.582	\$18.645.824	\$149.166.593
Año 9	\$656.333	\$6.563.330	\$52.506.641	\$1.640.833	\$16.408.325	\$131.266.602
Año 10	\$577.573	\$5.775.730	\$46.205.844	\$1.443.933	\$14.439.326	\$115.514.609

3.1.3 Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno

Corresponde al valor presente de la diferencia entre los ingresos periódicos y los egresos periódicos. Este indicador permite establecer si con la inversión a realizar se aumenta el valor de la inversión.

$$\text{Valor presente neto} = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde,

V_t , representa los flujos en cada periodo t .

I_0 , es el valor del desembolso inicial de la inversión

n , es el número de periodo considerado

k , es el interés

La tasa interna de retorno corresponde al promedio de los rendimientos esperados en una inversión. Su obtención corresponde a cuando se hace cero el valor presente neto y se despeja el interés en la fórmula presentada.

La inversión en el proceso es definida si el valor presente neto es positivo y si la tasa interna de retorno es mayor a la que se pueda tener con otras inversiones.

Para el cálculo de estos indicadores es necesario establecer los ingresos que están dados principalmente por el precio de venta reportados para el crudo en la Figura 1-6 y el gas de la Figura 1-7.

En la Tabla 3-3 se presenta el valor presente neto y la tasa interna de retorno sin considerar los costos de inversión considerando un horizonte de 10 años.

Tabla 3-3: Valor presente neto y tasa interna de retorno.

Crudo	Capacidad (BPD)	Valor Presente Neto \$USD (tasa a 8%)	Tasa Interna de Retorno
Ligero	500	\$ 15.244.973	20%
	5000	\$ 152.449.727	20%
	40000	\$ 1.219.597.814	20%
Pesado	500	\$ 3.323.158	10%
	5000	\$ 33.231.577	10%
	40000	\$ 265.852.637	10%

3.2 Aspecto ambiental

El impacto ambiental que generan los procesos industriales está dado por el uso de las materias primas y los servicios auxiliares, se busca que los procesos generen la mayor eficiencia posible. Así mismo, el requerimiento energético del proceso que se satisface generalmente por la combustión de derivados del mismo petróleo. Adicionalmente, se establecen indicadores del impacto sobre el entorno de las emisiones dados por el potencial de calentamiento global.

3.2.1 Uso de las materias primas y los servicios auxiliares

En este aspecto se evalúa la eficiencia del proceso al establecer que tanta cantidad de materia prima y servicios auxiliares es empleada por cantidad de producto generado. Así como la eficiencia de la infraestructura (equipos) empleados. Por tanto, se evalúa la cantidad de crudo a transportar por crudo que se extrae del pozo, la cantidad de los subproductos, corrientes de desecho, el consumo de vapor, nafta y energía por crudo a transportar.

Tabla 3-4: Uso de materias primas y los servicios auxiliares.

Indicador	500 BPD		5000 BPD		4000 BPD	
	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero
Productividad (lb producto/ lb alimentación)	15%	12%	15%	12%	15%	12%
Consumo de nafta (lb nafta/ lb alimentación)	3%	0%	3%	0%	3%	0%
Generación de subproductos (lb gas/ lb alimentación)	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Fracción de materia recirculada (lb nafta/ lb alimentación)	3%	0%	3%	0%	3%	0%

Indicador	500 BPD		5000 BPD		4000 BPD	
	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero
Líquido de desecho (lb agua/lb alimentación)	84%	86%	84%	86%	84%	86%
Consumo de vapor (lb/h vapor / lb producto)	1,0284	0	1,0284	0	1,0284	0
Consumo de energía eléctrica (BTU/h / lb producto)	0,5818	0,6449	0,5818	0,6447	0,5818	0,6401
Demanda acumulada de energía (BTU/h / lb producto)	971,71	0,6449	971,71	0,6447	971,71	0,6447

3.2.2 Potencial de calentamiento global

Es un valor relativo que expresa qué tanta radiación infrarroja atrapa en la atmósfera un gas de efecto invernadero relativa a la atrapada por la misma masa de CO₂. Los gases de efecto invernadero son compuestos que aumentan la temperatura de la atmósfera aunque se encuentren en concentraciones muy pequeñas. Se establece que hay gases de largo tiempo de vida como el CO₂ (>100 años), CH₄ (12 años), N₂O (121 años) y clorofluorocarbonos (CFC's entre 45 y 1020 años). Los gases de corta vida son el ozono (O₃) troposférico, el monóxido de carbono, el dióxido de nitrógeno, el óxido de azufre y el material particulado.

En la Tabla 3-5 se presentan los valores del potencial de calentamiento de gases de largo tiempo de vida, estableciéndose que en el proceso de tratamiento de crudo se generan los tres gases, y por tanto el impacto asociado de este proceso con el calentamiento global.

Tabla 3-5: Potencial de calentamiento gases de largo tiempo de vida.

Nombre industrial o común	Formula química	Vida (años)	Eficacia radiactiva	Potencial de calentamiento mundial para Tiempo dado de horizonte			
				SIE 100 años	20 años	100 años	500 años
Dióxido de carbono	CO ₂	-	1,4x10 ⁻⁵	1	1	1	1
Metano	CH ₄	12	3,7x10 ⁻⁴	21	72	25	7,6
Óxido nitroso	N ₂ O	114	3,0x10 ⁻³	310	289	298	153

Fuente: (Panel intergubernamental de cambio climático "IPCC")

Según la Agencia de Protección Ambiental, en el año 2010 el 22% de las emisiones de metano fueron producidas por la industria del petróleo y del gas natural. En este año en Colombia se estimó que las emisiones totales fueron de 62,5 millones de toneladas de CO₂ equivalente, de las cuáles 8,7 MtCO₂ (ECOPETROL S.A., 2014) corresponden a la

industria del petróleo y gas natural. Parte de estas emisiones provienen por venteos en las etapas del proceso de tratamiento y de los dispositivos neumáticos de gas. Los venteos son emisiones operativas que se requieren por el diseño de los equipos y que hacen parte de las operaciones normales de los equipos, también se generan venteos por mantenimientos o por paradas de emergencia, por la quema de gas en teas, por las fugas, de los procesos de combustión que se requieren en el campo. Para efectos del cálculo se establece que el gas emitido por el tanque de almacenamiento es venteado y un 2% corresponde a fugas.

Tabla 3-6: Resultados potencial calentamiento global.

Indicador	500 BPD		5000 BPD		4000 BPD	
	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero
Potencial de calentamiento global (kg CO ₂ eq/kg producto)	0,695	0,110	0,153	0,011	0,009	0,001

3.3 Aspecto social

Como parte de los impactos sociales se encuentran las afectaciones que pueden darse a la infraestructura existente y/o poblaciones aledañas al proceso, los indicadores de potencial de movilidad de sustancias peligrosas y de potencial de fuego o explosión permiten cuantificar este impacto para el caso del tratamiento de crudo.

Por otro lado, se presenta una cuantificación del área de proceso requerida, para cuantificar el impacto en el uso del suelo por parte del proceso.

3.3.1 Potencial de movilidad de sustancias peligrosas

Contempla la cantidad de emisiones al aire que pueden darse en caso de falla en el proceso. Estas emisiones en el caso del tratamiento de crudo corresponden principalmente al gas natural.

3.3.2 Potencial de fuego o explosión

Por medio de la energía de reacción con el oxígeno se establece el potencial de fuego o explosión de cada una de las sustancias del proceso.

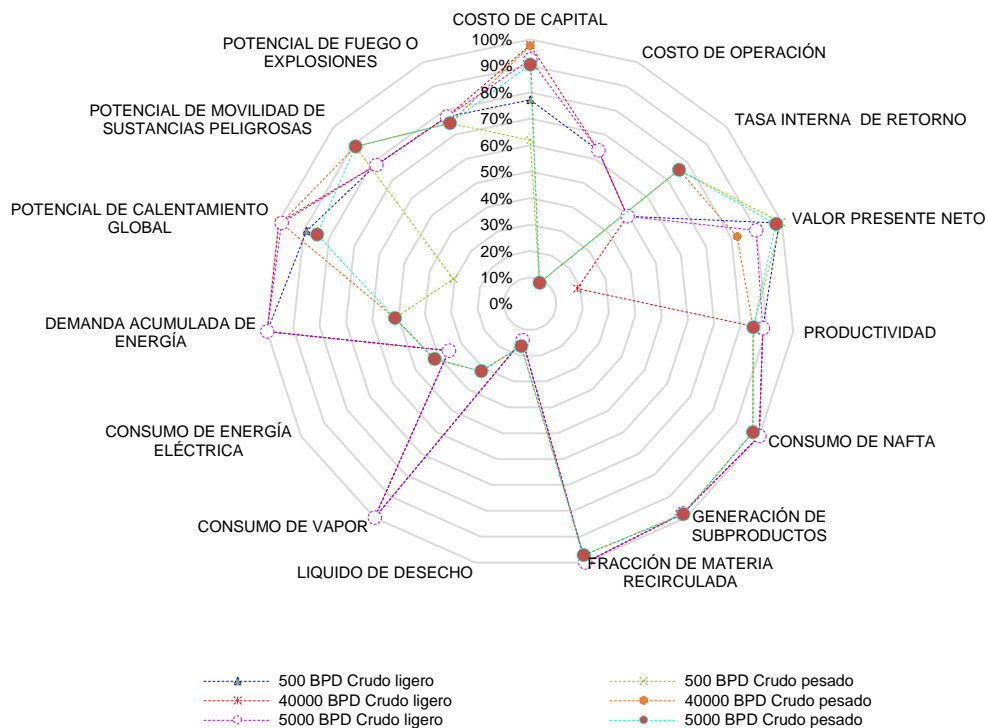
Tabla 3-7: Resultados indicadores aspecto social.

Indicador	500 BPD		5000 BPD		40000 BPD	
	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero	Crudo pesado	Crudo ligero
Potencial de movilidad de sustancias peligrosas (lb emisión en caso de fuga/lb de producto)	11%	22%	11%	22%	11%	22%
Potencial de fuego o explosiones (tC/TJ)/lb producto	25,25	22,54	25,25	22,57	25,25	22,57

4. Análisis de la sostenibilidad del proceso

A partir de los indicadores para la evaluación del proceso desde las dimensiones económica, ambiental y social, los balances de masa y de energía definidos (ver Anexo C y D), se obtiene Figura 4-19, base para el análisis de la sostenibilidad del proceso de crudo.

Figura 4-19: Diagrama de indicadores de las dimensiones económicas, ambientales y sociales para el tratamiento de crudo.



En la Figura 4-19 se observa el comparativo de los resultados de los indicadores definidos para la evaluación de sostenibilidad. A nivel económico, para el costo de capital la variación del impacto esta entre el 62% y 98%, teniéndose el menor impacto con infraestructuras de menor capacidad de producción y que requieran menos etapas de producción, como ocurre con el crudo ligero. En cuanto al costo de operación, la variación del impacto está dada entre el 9% y el 64%, considerándose el mayor impacto por parte de la infraestructura requerida para el crudo pesado dado que requiere mayor cantidad de equipos de producción. Para la tasa interna de retorno, con valores de impacto entre el 49% y 76%, se observa que la infraestructura de crudo pesado tiene una menor tasa con respecto al crudo ligero ya que su costo en el mercado es menor y requiere una mayor inversión de capital. Así mismo el valor presente neto que oscila entre 19% y 100% es mayor para el crudo pesado generado principalmente por el costo de capital.

Por otro lado en cuanto a los indicadores ambientales, con un impacto valorado entre el 85% y 88% se observa que la productividad es mayor en los crudos ligeros, en los que se recupera mayor producto desde el campo productor con respecto a los crudos pesados. El impacto del consumo de nafta con variación entre el 97% y 100% es mayor para los crudos pesados, ya que ésta se utiliza para reducir la viscosidad y poder transportarla por oleoductos. Por su parte, el impacto de generación de subproductos con valoración del 98% es independiente del tipo de crudo y del flujo, la fracción de materia recirculada valorada con impactos entre el 97% y el 100%, así como el líquido de desecho valorado con un impacto entre 14% y 16%, el impacto del consumo de vapor valorado entre el 31% y el 100%, el consumo de energía eléctrica valorado entre el 38% y 42%, el impacto de la demanda acumulada de energía valorada entre el 51% y 100%, y el potencial de calentamiento global valorado entre el 31% y el 100% tienen mayor impacto con el crudo pesado ya que requiere del uso de nafta, calentamiento y mayor potencia de las bombas para para su transporte. En este último se observa un mayor impacto en bajas capacidades debido a la relación de gas empleada.

Con respecto al componente social en el que se evaluó la demanda el potencial de movilidad de sustancias peligrosas, con variación entre el 78% y 89%, se tiene que su impacto es mayor para el crudo ligero dado que estos tienen una mayor relación de gas crudo con respecto al crudo pesado, y el potencial de fuego o explosiones con variación

entre el 75% y 77% se observa que su impacto es mayor para el crudo pesado por la introducción de nafta dentro del proceso, el cuál adiciona potencial de fuego al crudo separado.

4.1.1 Análisis de los indicadores de sostenibilidad

A través de los casos de estudio evaluados, se validan las preconcepciones que se tienen al momento de diseñar las instalaciones para el tratamiento del crudo como por ejemplo, desde la dimensión económica, que el procesamiento de crudo pesado es desfavorable en comparación con el crudo ligero y que la producción a mayor escala es más rentable principalmente por la distribución de la inversión en mayor cantidad de ingresos por venta de crudo.

Con respecto a la densidad del crudo, el aumento de los costos está dado por mayores requerimientos energéticos para permitir su flujo y el cumplimiento de especificaciones de transporte, ya que requiere de etapas de calentamiento, mezcla con nafta y mayor potencia para el bombeo. Por otro lado, la escala es más beneficiosa a nivel de costos, ya que con los costos de la infraestructura se solventa una mayor cantidad de producto en venta.

La productividad de las alternativas de proceso evaluadas es similar, siempre y cuando se asegure que la separación de gas arrastra una baja cantidad de hidrocarburos pesados. Sin embargo, cuando se realiza la dilución de crudo pesado con nafta, la productividad se reduce ya que se requiere el uso de un solvente que puede ser considerado únicamente medio de transporte, que será recuperado en las instalaciones de refinación, para ser nuevamente retroalimentado a las instalaciones de tratamiento, lo que implica costos de transporte y distribución sin aporte al valor agregado del crudo transportado.

El consumo de servicios auxiliares como vapor, energía eléctrica y diluyente nafta es mayor en el crudo pesado, ya que por su viscosidad se dificulta el flujo y el cumplimiento de los requisitos de calidad del crudo para transporte. Las unidades que emplean vapor corresponden principalmente a los intercambiadores de calor, los que emplean energía eléctrica son principalmente las bombas y el consumo de diluyente nafta se da cuando se requiere reducir la viscosidad del crudo.

Como subproductos del proceso de tratamiento de crudo se tiene principalmente gas natural, que debido al aumento de la masificación como combustible doméstico ha venido incrementando su demanda a nivel mundial. Por lo anterior, en algunos campos de producción donde generalmente éstos eran quemados en teas, el gas se está recuperando y comprimiendo para su transporte por gasoductos y/o para la generación de energía en las mismas instalaciones de separación. En caso de no contarse con gasoductos cercanos y de tener una producción más alta que la requerida para consumo interno, el gas producido se debe quemar para evitar la emisión de los hidrocarburos ligeros y gas sulfhídrico, que tienen un alto potencial de calentamiento global. Al realizar la quema del gas se generan productos de la combustión que también tienen un alto impacto sobre el ambiente como son el dióxido de carbono, y óxidos de azufre y de nitrógeno.

Por otro lado, la salmuera generada se considera una corriente residual y generalmente es la que contiene la mayor parte de contaminantes, identificándose sales disueltas de calcio, magnesio, y sodio, gases disueltos como monóxido de carbono, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, entre otros, y sólidos suspendidos con trazas de heterocompuestos de metales pesados. Estas aguas son recolectadas en piscinas donde se realiza el tratamiento para su posterior disposición en los cuerpos de agua cercanos o reinyectadas al campo productor. El agua producida es salmuera, correspondiente a la formación geológica, que puede contener sustancias antioxidantes, desemulsificantes y antiespumantes utilizadas en las diferentes etapas de separación, o agua resultante de la inyección en el recobro secundario, caso en el cual también contiene los aditivos químicos utilizados en éste, por lo cual el tratamiento antes de su disposición debe considerar la remoción de los productos químicos presentes.

En caso de existir fallas en el proceso de tratamiento de crudo, la principal corriente emitida a la atmósfera es el gas, que representa un alto potencial de calentamiento global, por los altos contenidos de metano, como se mencionó anteriormente.

4.1.2 Análisis de la aplicabilidad de la evaluación de sostenibilidad desde la etapa de diseño del proceso de tratamiento de crudo.

Los resultados obtenidos se basan en la simulación realizada a partir del modelamiento del crudo por medio de componentes hipotéticos que se obtienen de la curva de destilación, y en los cuales no se incluyen las sustancias diferentes a hidrocarburos presentes en el crudo. Esto dificulta el análisis con respecto al comportamiento particular e impacto de cada una de las sustancias presentes. Por ejemplo en el crudo, no se cuantifican los heterocompuestos de metales pesados y los compuestos poliaromáticos, ni el comportamiento de sustancias antioxidantes, desemulsificantes y antiespumantes, generalmente utilizadas durante el proceso de separación. Estas sustancias son relevantes para un estudio de sostenibilidad teniendo en cuenta que pueden ser bioacumuladas y en algunos casos se consideran de alto potencial cancerígeno. Por tanto, para la evaluación de la sostenibilidad de un proceso se requiere la caracterización más detallada del crudo a evaluar, la inclusión de todas las sustancias químicas utilizadas y el uso de modelos ajustados para simular las condiciones reales de los fluidos.

Los indicadores seleccionados para la evaluación son calculados a partir de la información que se puede obtener a partir de la simulación en estado estable del proceso, usual en la industria de diseño. La evaluación de sostenibilidad también podría abarcar la evolución del campo productor en el tiempo, especialmente porque existirán cambios en los caudales de producción y las propiedades del crudo. Sin embargo, a nivel de diseño se contempla únicamente la capacidad máxima requerida, dada la incertidumbre que existe con respecto a los comportamientos reales que se tendrán los pozos de producción a través del tiempo. Conforme a esto, la medición de los indicadores de sostenibilidad debe ser una tarea que corresponda no solo al diseñador, sino también a los diferentes responsables del proceso y a los operadores, incluyendo el nivel de supervisión y de control, ya que esto permitirá establecer medidas para mitigar los impactos más altos y así poder lograr procesos más sostenibles.

Adicionalmente, el diseño de un proceso industrial es una labor interdisciplinaria en la que además de los ingenieros químicos, participan ingenieros de especialidades mecánica, instrumentación y control, eléctrica, civil, estructural, geotecnia, vías, de petróleos,

geólogos, arquitectos y además de que participan en la viabilidad del proceso, y generan la infraestructura para la permanencia del personal en el sitio. Es por esto, que la evaluación de la sostenibilidad debe realizarse considerando cada una de estas áreas, de forma que se puedan mitigar y eliminar los impactos que puedan afectar la disponibilidad de recursos para las generaciones futuras.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

- 1) Por medio de la simulación de procesos y la definición de indicadores es posible cuantificar los impactos de los procesos industriales, comparar la sostenibilidad de diversas alternativas de proceso, proyectar medidas que permitan reducir los impactos negativos en la construcción, operación y mantenimiento de los procesos industriales.
- 2) Aunque existen metodologías para la evaluación de la sostenibilidad, actualmente es decisión del diseñador establecer los indicadores para evaluar los procesos que son aplicables. Si bien es cierto que cada proceso tiene su particularidad, se requieren estándares que regulen este tipo de evaluaciones de forma que los resultados sean comparables.
- 3) Los resultados de la evaluación de la sostenibilidad de un proceso son precisos en la medida en que se tiene un conocimiento detallado de las propiedades de las sustancias que participan en él y su comportamiento durante el proceso. De igual forma, se encuentra ligado al desarrollo de simuladores que involucren modelos con menores restricciones y amplia confiabilidad.
- 4) Los crudos pesados tienen impactos socio-ambientales más notables con respecto a los crudos livianos, esto se debe principalmente a la necesidad de calentamiento y mezcla con nafta para poder transportarlos y cumplir características técnicas requeridas.
- 5) Colombia no es un país petrolero y ha desarrollado una industria sobre reservas principalmente de crudo pesado, cubriendo las necesidades actuales del país y exportando el restante. Sin embargo, esta apuesta por ser auto-sostenibles puede impactar el futuro, este tipo de crudo genera mayores impactos y requiere de mayor inversión que un crudo ligero.

5.2 Recomendaciones

Para una evaluación integral del proceso del tratamiento temprano del petróleo, es importante considerar el comportamiento de sustancias altamente tóxicas y contaminantes que se encuentran en los heterocompuestos de metales pesados y los compuestos poliaromáticos, así como en sustancias antioxidantes, desemulsificantes y antiespumantes, utilizadas en las instalaciones tempranas de separación para facilitar el procesamiento. Para esto, además de contar con la composición detallada del crudo, se debe contar con modelos que describan su comportamiento termodinámico en las fases de producción, para cuantificar los efluentes. Por otro lado, un alcance más extenso debe incluir las instalaciones de de tratamiento de gas, ya sea para su combustión en teas, la generación de energía en sitio o transporte por gasoducto para venta, y el tratamiento del agua para su disposición por reinyección en los pozos o por liberación en acuíferos aledaños a las áreas de producción.

La evaluación de la sostenibilidad de un proceso industrial debería iniciar desde el planteamiento de la necesidad de éste, detallarse en cada una de las etapas de la maduración del proyecto, y finalmente verificarse durante la operación y mantenimiento de los procesos con respecto a si los impactos generados corresponden a los previstos, o si se requieren medidas adicionales para contrarrestarlos. Esta evaluación no corresponde a un área exclusiva de la ingeniería química, sino que comprende a todas las especialidades que participan en el diseño del producto y proceso, la viabilidad del proyecto de construcción, la operación y el mantenimiento. Esto implica que la sostenibilidad de los procesos en el tiempo puede convertirse en un área de conocimiento básica para las diferentes ciencias e ingenierías que participan en el ciclo de vida de los procesos industriales.

Así mismo, se observa que hace falta un marco normativo con respecto a la medición de sostenibilidad en procesos industriales, es decir, políticas gubernamentales que establezcan los criterios para la medición y control de los impactos, así mismo como estandarización de las metodologías para la evaluación de la sostenibilidad, de forma que existan unos criterios mínimos para su cuantificación. Actualmente, esto depende de la voluntad de cada una de las industrias y son el resultado de una necesidad de manejo de

políticas de responsabilidad civil y gestión del entorno de acuerdo al grado de avance en la organización que tenga la industria. Esto surge por la falta de políticas públicas que permitan asegurar el cuidado del ambiente y mejorar la calidad de vida de la humanidad a largo plazo.

A. Anexo: Caracterización de los crudos de Colombia

Tabla 5-1: Especificaciones petróleo para exportación.

Especificación	Castilla ³	Magdalena Blend ⁴	South Blend ⁵	Vasconia ⁶
Gravedad API a 60°F	19,1	19,4	29,8	24,3
Densidad a 15,0 °C (g/ml)	0,9390	0,9374	0,8770	0,9079
Azufre (% en peso)	1,811	1,650	0,705	0,833
Microcarbono residual (% en peso)	11,91	10,10	5,63	7,25
Número de Acidez Total (mg KOH/g)	0,288	1,362	0,135	0,214
Presión de Vapor Reid (RVP) (psi)	3,32	3,56	4,05	3,19
Punto de fluidez (°C)	-24	-30	-3	0
Contante de la gravedad específica y viscosidad	-	-	0.847	0.868
Heptano insoluble (% w)	-	-	4.11	5.52
Factor K (UOP)	11,62	11,62	11,84	11,63
Viscosidad Cinemática a 40°C (cSt)	175,10	145,60	9,82	22,02
Viscosidad Cinemática a 50°C (cSt)	66,80	86,39	7,51	15,46
V50	28,70	28,86	18,03	22,05
Ceniza (% en peso)	0,060	0,055	0,018	0,028
Agua destilada (%v)	-	0.29	-	-
BSW (% en volumen)	0.1	0,01	0,00	0,20
Sal (PTB)	1,23	8,72	1,50	2,95
Vanadio (ppm)	280,65	189,00	78,03	98,02
Níquel (ppm)	63,62	59,32	30,67	24,80
Sodio (ppm)	2,92	6,66	6,14	3,78
Hierro (ppm)	3,87	5,96	3,81	4,02
Cobre (ppm)	0,02	0,04	0,10	<0,01
Aluminio (ppm)	1,24	1,06	1,02	1,02

³ Fecha de muestra: 05 de noviembre de 2008.

https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/Crude1.html

⁴ Fecha de muestra: 11 de enero de 2012.

https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/Crude2.html

⁵ Fecha de muestra: 18 de octubre de 2007.

https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/Crude4.html

⁶ Fecha de muestra: 25 de febrero de 2007.

https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/Crude3.html

Especificación	Castilla³	Magdalena Blend⁴	South Blend⁵	Vasconia⁶
Magnesio (ppm)	0,33	0,41	0,09	0,15
Calcio (ppm)	4,46	34,88	0,51	0,92
Contenido de parafina (% en peso)	1,9	8,50	6,11	11,41
Punto de inflamación (°C)	-15,0	-45,0	<-45,0	1,0
Destilación en Fracción simulado				
I.B.P	25,0	23,1	0,1	20
5% vol	88,7	75,5	74,7	97,4
10% vol	118,7	150,5	103,8	132,0
20% vol	216,5	269,4	159,3	214,8
30% vol	299,4	334,4	219,0	269,4
40% vol	360,1	392,1	274,3	315,3
50% vol	421,3	446,4	329,5	363,3
60% vol	483,2	504,2	390,6	412,1
70% vol	560,8	-	453,7	464,7
80% vol	-	-	532,2	541,6
90% vol	-	-	-	-
95% vol	-	-	-	-
DFrT	560,8	554,7	552,5	572,1
Residuo	29,3	31,8	17,7	16,7
N2 Total (% en peso)	0,3865	0,4159	0,2054	0,2066
Tipo de Carbono Aromático				
Monoaromático (% en peso)	5,01	4,84	4,93	5,61
Diaromático (% en peso)	3,25	3,10	3,16	3,81
Triaromático (% en peso)	3,20	3,05	2,34	3,12
Tetraaromático (% en peso)	3,09	2,85	1,76	2,19
Pentaaromático (% en peso)	1,84	1,62	1,00	1,26
Hexaaromático (% en peso)	0,86	0,79	0,45	0,56
Heptaaromático (% en peso)	3,05	2,34	1,43	1,89
Análisis S.A.R.A.				
Saturado (% en peso)	25,1	19,6	31,8	-
Aromáticos (% en peso)	33,9	38,6	28,5	-
Resinas (% en peso)	12,8	13,2	7,9	-
Asfaltenos (% en peso)	10,1	7,2	3,8	-

Tabla 5-3: Especificaciones crudo Capacho.

ANALYSIS			
<u>TEST NAME AND NUMBER</u>		<u>UNIT</u>	<u>RESULT</u>
Gravity API @ 60 °F	ASTM D-1298		35.5
Sulphur X-ray	ASTM D-4294	wt%	0.210
Water & Sediment	ASTM D-4007	vol%	1.0
Flash Point	ASTM D-93A	°C	<-5
Vanadium	ASTM D-5863A	ppm	0.98
Nickel	ASTM D-5863A	ppm	2.8
Ash	ASTM D-482	wt%	0.028
Pour Point	ASTM D-97	°C	<-33
Salt content	ASTM D-3230	PTB	1.96
Viscosity @ 100°F	ASTM D-445	cSt	3.386
Viscosity @ 122°F	ASTM D-445	cSt	2.805
Viscosity @ 210°F	ASTM D-445	cSt	1.989
Asphaltenes	IP-143	wt%	0.362
Paraffin Content	UOP-46	wt%	23.90
Distillation			
IBP		°F	160
5%			222
10%			244
20%			334
30%			430
40%			534
50%			614
60%			678

B. Anexo: Caracterización de la nafta de dilución

Tabla 5-4: Especificaciones nafta diluida.

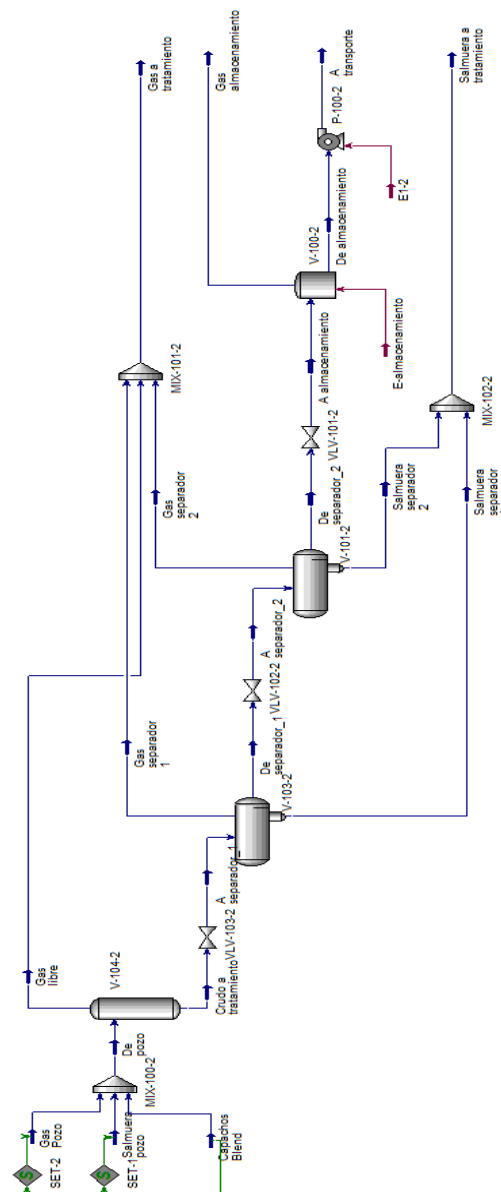
PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS ⁷	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Gravedad API a 60°C	°API	ASTM D 4052	58	84
Azufre	% wt	ASTM D 4294	-	0.07
Color Saybolt	Color Saybolt	ASTM D 156	20	-
RVP	PSI	ASTM D 5191	-	12
Parafinas	mL/100 mL	ASTM D 6730	-	90
Olefinas	mL/100 mL	ASTM D 6730	-	2
Punto final de ebullición	°C	ASTM D 86	-	200
Corrosión a la lámina de cobre	Clasificación	ASTM D 130	-	1

% Volumen	Temperatura (°C)
IBP	79,9
5	98,3
10	102,4
20	109,7
30	117,5
40	120,3
50	126,5
60	127,6
70	133,5
80	138,2
90	145,7
95	152,1
FBP	180,4

⁷ Actualización especificaciones Nafta Diluida de importación 18 de septiembre de 2014.
https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/importaciones/nafta-diluida!/ut/p/z0/04_Sj9CPykyssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLQIMHd09DQy9DQJDDQ0cjQzNPJ3CHINcjA30C7IdFQFIybUy/

C. Anexo: Balances de masa y energía

Figura 5-20: Diagrama de flujo Crudo Capachos.



80 Alternativas de diseño de plantas de operaciones de separación incluyendo la dimensión ambiental, de eficiencia energética y seguridad

Tabla 5-5: Balance de masa 500 BPD Crudo Capachos

	<i>Unidad</i>	De pozo	Crudo a tratamiento	A transporte	Gas a tratamiento	Gas almacenamiento	Salmuera a tratamiento
Fracción de vapor		0,00683	0,00000	0,00000	0,99989	1,00000	0,00000
Temperatura	<i>F</i>	120,31	120,31	104,41	72,13	104,00	124,03
Presión	<i>psia</i>	1600	1600	150	60	14,696	65
Flujo molar	<i>lbmol/hr</i>	2946,38	2926,27	32,41	47,80	6,28	2859,89
Flujo másico	<i>lb/hr</i>	59961,14	59547,63	6941,83	1154,27	341,91	51523,12
Flujo volumétrico	<i>barril/día</i>	4343,00	4264,58	564,29	201,72	41,88	3535,11
Flujo de gas estándar	<i>MMSCFD</i>	26,78	26,59	0,29	0,43	0,05	25,99
Gravedad API		18,03	16,35	36,32	229,29	121,34	10,15
Punto de nube	<i>°C</i>	-174,07	-170,54	2,45	-410,21	-289,97	-181,53
Punto de inflamación	<i>°C</i>	-	-	-	-	-	-
Viscosidad cinemática a 60°F (cSt)		0,82150	0,83821	4,84279	0,41609	0,25189	0,68144
Presión de vapor Reid	<i>kPa</i>	2736,38	1498,62	12,18	2527,58	78,81	36,31
Fracción Molar (Methane)		0,01210	0,00647	0,00021	0,73917	0,05043	0,00000
Fracción Molar (Ethane)		0,00033	0,00025	0,00030	0,01800	0,01454	0,00000
Fracción Molar (Propane)		0,00225	0,00196	0,01806	0,09138	0,26757	0,00000
Fracción Molar (i-Butane)		0,00175	0,00161	0,04175	0,04642	0,25287	0,00000
Fracción Molar (n-Butane)		0,00175	0,00164	0,05529	0,03826	0,24485	0,00000
Fracción Molar (n-Pentane)		0,00127	0,00124	0,07681	0,01237	0,10676	0,00000
Fracción Molar (i-Pentane)		0,00042	0,00041	0,02305	0,00505	0,04181	0,00000
Fracción Molar (n-Hexane)		0,00043	0,00043	0,03386	0,00175	0,01521	0,00000
Fracción Molar (CO2)		0,00005	0,00005	0,00001	0,00201	0,00085	0,00002
Fracción Molar (Nitrogen)		0,00069	0,00029	0,00000	0,04155	0,00044	0,00001
Fracción Molar (H2O)		0,97067	0,97733	0,00002	0,00344	0,00175	0,99997
Fracción Molar (NBP[0]237*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]264*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]290*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]317*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]343*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]369*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]395*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]421*)		0,00002	0,00002	0,00191	0,00002	0,00017	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]448*)		0,00019	0,00019	0,01683	0,00013	0,00085	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]474*)		0,00035	0,00035	0,03152	0,00016	0,00087	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]500*)		0,00034	0,00035	0,03099	0,00010	0,00046	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]526*)		0,00038	0,00039	0,03473	0,00007	0,00027	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]553*)		0,00041	0,00041	0,03683	0,00005	0,00015	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]579*)		0,00041	0,00041	0,03697	0,00003	0,00008	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]605*)		0,00038	0,00039	0,03497	0,00002	0,00004	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]631*)		0,00035	0,00036	0,03215	0,00001	0,00002	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]657*)		0,00034	0,00034	0,03047	0,00001	0,00001	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]682*)		0,00032	0,00033	0,02938	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]709*)		0,00033	0,00033	0,02970	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]735*)		0,00035	0,00035	0,03144	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]761*)		0,00035	0,00036	0,03209	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]787*)		0,00037	0,00037	0,03327	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]825*)		0,00039	0,00039	0,03536	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]874*)		0,00037	0,00038	0,03388	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]924*)		0,00031	0,00031	0,02840	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]976*)		0,00027	0,00027	0,02447	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1021*)		0,00025	0,00025	0,02229	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1077*)		0,00023	0,00023	0,02113	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1122*)		0,00021	0,00021	0,01940	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1172*)		0,00034	0,00034	0,03101	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1241*)		0,00028	0,00028	0,02562	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1319*)		0,00020	0,00020	0,01834	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1319*)		0,00015	0,00015	0,01360	0,00000	0,00000	0,00000

Tabla 5-6: Balance de masa 5000 BPD Crudo Capachos

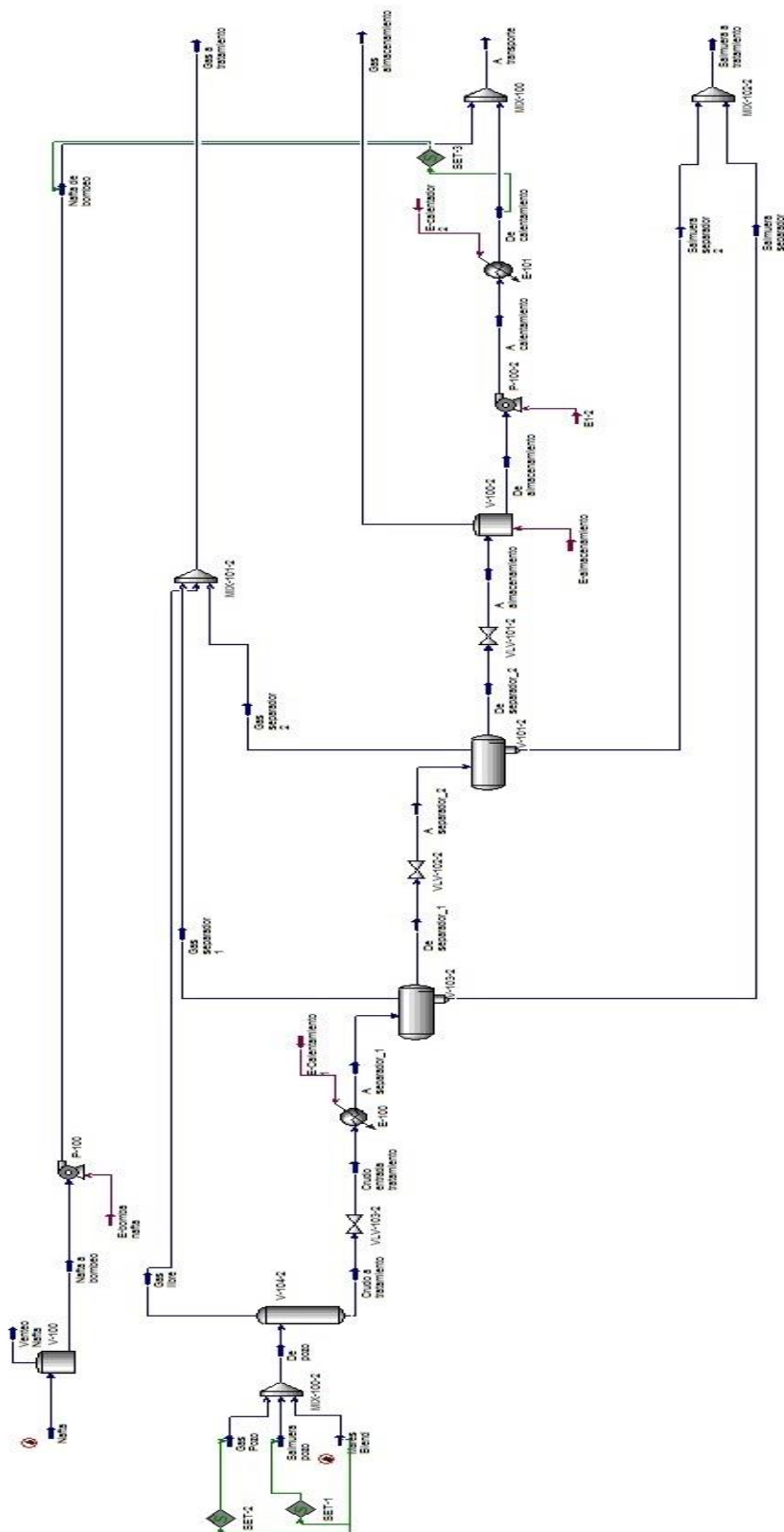
Propiedad	Unidad	De pozo	Crudo a tratamiento	A transporte	Gas a tratamiento	Gas almacenamiento	Salmuera a tratamiento
Fracción de vapor		0,00683	0,00000	0,00000	0,99983	1,00000	0,00000
Temperatura	F	120,31	120,31	104,41	70,10	104,00	124,16
Presión	psia	1600	1600	150	65	14,696	70
Flujo molar	lbmole/hr	29172,08	28972,95	320,04	474,55	61,19	28316,30
Flujo másico	lb/hr	593674,62	589580,51	68677,83	11548,71	3305,27	510142,80
Flujo volumétrico	barril/día	43000,00	42223,58	5580,85	2011,03	406,00	35002,12
Flujo de gas estándar	MMSCFD	265,17	263,36	2,90	4,31	0,55	257,39
Gravedad API		18,03	16,35	36,26	227,99	122,08	10,15
Punto de nube	°C	-174,07	-170,54	2,83	-409,60	-291,71	-181,54
Punto de inflamación	°C	-	-	-	-	-	-
Viscosidad cinemática a 60°F (cSt)		0,82150	0,83821	4,86812	0,40356	0,24955	0,68143
Fracción de vapor Reid	kPa	2736,38	1498,62	12,19	2492,50	81,55	59,95
Fracción Molar (Methane)		0,01210	0,00647	0,00026	0,73573	0,06159	0,00000
Fracción Molar (Ethane)		0,00033	0,00025	0,00031	0,01790	0,01506	0,00000
Fracción Molar (Propane)		0,00225	0,00196	0,01778	0,09243	0,26348	0,00000
Fracción Molar (i-Butane)		0,00175	0,00161	0,04109	0,04784	0,24899	0,00000
Fracción Molar (n-Butane)		0,00175	0,00164	0,05457	0,03965	0,24175	0,00000
Fracción Molar (n-Pentane)		0,00127	0,00124	0,07653	0,01294	0,10640	0,00000
Fracción Molar (i-Pentane)		0,00042	0,00041	0,02292	0,00528	0,04159	0,00000
Fracción Molar (n-Hexane)		0,00043	0,00043	0,03388	0,00183	0,01523	0,00000
Fracción Molar (CO2)		0,00005	0,00005	0,00001	0,00187	0,00085	0,00002
Fracción Molar (Nitrogen)		0,00069	0,00029	0,00000	0,04102	0,00059	0,00002
Fracción Molar (H2O)		0,97067	0,97733	0,00002	0,00292	0,00155	0,99996
Fracción Molar (NBP[0]237*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]264*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]290*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]317*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]343*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]369*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]395*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]421*)		0,00002	0,00002	0,00191	0,00003	0,00017	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]448*)		0,00019	0,00019	0,01687	0,00014	0,00085	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]474*)		0,00035	0,00035	0,03160	0,00016	0,00087	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]500*)		0,00034	0,00035	0,03107	0,00010	0,00046	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]526*)		0,00038	0,00039	0,03482	0,00007	0,00027	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]553*)		0,00041	0,00041	0,03692	0,00005	0,00015	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]579*)		0,00041	0,00041	0,03707	0,00003	0,00008	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]605*)		0,00038	0,00039	0,03506	0,00002	0,00004	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]631*)		0,00035	0,00036	0,03223	0,00001	0,00002	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]657*)		0,00034	0,00034	0,03055	0,00001	0,00001	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]682*)		0,00032	0,00033	0,02946	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]709*)		0,00033	0,00033	0,02978	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]735*)		0,00035	0,00035	0,03153	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]761*)		0,00035	0,00036	0,03218	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]787*)		0,00037	0,00037	0,03336	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]825*)		0,00039	0,00039	0,03545	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]874*)		0,00037	0,00038	0,03397	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]924*)		0,00031	0,00031	0,02847	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]976*)		0,00027	0,00027	0,02454	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1021*)		0,00025	0,00025	0,02235	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1077*)		0,00023	0,00023	0,02118	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1122*)		0,00021	0,00021	0,01946	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1172*)		0,00034	0,00034	0,03110	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1241*)		0,00028	0,00028	0,02569	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1319*)		0,00020	0,00020	0,01839	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1319*)		0,00015	0,00015	0,01363	0,00000	0,00000	0,00000

82 Alternativas de diseño de plantas de operaciones de separación incluyendo la dimensión ambiental, de eficiencia energética y seguridad

Tabla 5-7: Balance de masa 40000 BPD Crudo Capachos

Propiedad	Unidad	De pozo	Crudo a tratamiento	A transporte	Gas a tratamiento	Gas almacenamiento	Salmuera a tratamiento
Fracción de vapor		0,00683	0,00000	0,00000	0,99983	1,00000	0,00000
Temperatura	F	120,31	120,31	104,41	70,10	104,00	124,16
Presión	psia	1600	1600	150	65	14,696	70
Flujo molar	lbmole/hr	233376,65	231783,62	2560,34	3796,40	489,53	226530,38
Flujo másico	lb/hr	4749396,94	4716644,11	549422,67	92389,70	26442,14	4081142,44
Flujo volumétrico	barril/día	344000,00	337788,60	44646,80	16088,24	3247,99	280016,96
Flujo de gas estándar	MMSCFD	2121,39708	2106,916471	23,27354589	34,50933349	4,449817171	2059,164384
Gravedad API		18,03	16,35	36,26	227,99	122,08	10,15
Punto de nube	°C	-174,07	-170,54	2,83	-409,60	-291,71	-181,54
Punto de inflamación	°C	-	-	-	-	-	-
Viscosidad cinemática a 60°F (cSt)		0,82150	0,83821	4,86812	0,40356	0,24955	0,68143
Fracción de vapor Reid	kPa	2736,38	1498,62	12,19	2492,50	81,55	59,95
Fracción Molar (Methane)		0,01210	0,00647	0,00026	0,73573	0,06159	0,00000
Fracción Molar (Ethane)		0,00033	0,00025	0,00031	0,01790	0,01506	0,00000
Fracción Molar (Propane)		0,00225	0,00196	0,01778	0,09243	0,26348	0,00000
Fracción Molar (i-Butane)		0,00175	0,00161	0,04109	0,04784	0,24899	0,00000
Fracción Molar (n-Butane)		0,00175	0,00164	0,05457	0,03965	0,24175	0,00000
Fracción Molar (n-Pentane)		0,00127	0,00124	0,07653	0,01294	0,10640	0,00000
Fracción Molar (i-Pentane)		0,00042	0,00041	0,02292	0,00528	0,04159	0,00000
Fracción Molar (n-Hexane)		0,00043	0,00043	0,03388	0,00183	0,01523	0,00000
Fracción Molar (CO2)		0,00005	0,00005	0,00001	0,00187	0,00085	0,00002
Fracción Molar (Nitrogen)		0,00069	0,00029	0,00000	0,04102	0,00059	0,00002
Fracción Molar (H2O)		0,97067	0,97733	0,00002	0,00292	0,00155	0,99996
Fracción Molar (NBP[0]237*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]264*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]290*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]317*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]343*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]369*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]395*)		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]421*)		0,00002	0,00002	0,00191	0,00003	0,00017	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]448*)		0,00019	0,00019	0,01687	0,00014	0,00085	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]474*)		0,00035	0,00035	0,03160	0,00016	0,00087	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]500*)		0,00034	0,00035	0,03107	0,00010	0,00046	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]526*)		0,00038	0,00039	0,03482	0,00007	0,00027	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]553*)		0,00041	0,00041	0,03692	0,00005	0,00015	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]579*)		0,00041	0,00041	0,03707	0,00003	0,00008	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]605*)		0,00038	0,00039	0,03506	0,00002	0,00004	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]631*)		0,00035	0,00036	0,03223	0,00001	0,00002	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]657*)		0,00034	0,00034	0,03055	0,00001	0,00001	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]682*)		0,00032	0,00033	0,02946	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]709*)		0,00033	0,00033	0,02978	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]735*)		0,00035	0,00035	0,03153	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]761*)		0,00035	0,00036	0,03218	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]787*)		0,00037	0,00037	0,03336	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]825*)		0,00039	0,00039	0,03545	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]874*)		0,00037	0,00038	0,03397	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]924*)		0,00031	0,00031	0,02847	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]976*)		0,00027	0,00027	0,02454	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1021*)		0,00025	0,00025	0,02235	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1077*)		0,00023	0,00023	0,02118	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1122*)		0,00021	0,00021	0,01946	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1172*)		0,00034	0,00034	0,03110	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1241*)		0,00028	0,00028	0,02569	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1319*)		0,00020	0,00020	0,01839	0,00000	0,00000	0,00000
Fracción Molar (NBP[0]1319*)		0,00015	0,00015	0,01363	0,00000	0,00000	0,00000

Figura 5-21: Diagrama de flujo Crudo Mares.



D. Anexo: Requerimientos energéticos

Tabla 5-11: Requerimientos energéticos (hP) casos de estudio

CASO DE ESTUDIO		Bombeo a transporte	Calentamiento a tratamiento	Calentamiento a transporte	Bombeo Nafta	BTU/h	hp
Crudo Capachos	500 BPD	4477	-	-	-	4477	1,759
	5000 BPD	44280	-	-	-	44280	17,4
	40000 BPD	354200	-	-	-	354200	139,2
Crudo Mares	500 BPD	3073	6235000	378400	889,1	6617362,1	2600,7
	5000 BPD	30730	62350000	3784000	8891	66173621	26007,2
	40000 BPD	244200	495500000	30080000	70660	525894860	206684,5

Tabla 5-12: Requerimientos vapor baja presión casos de estudio (lb/h)

CASO DE ESTUDIO		Calentamiento a tratamiento	Calentamiento a transporte	Total vapor (lb/h)
Crudo Capachos	500 BPD	-	-	0
	5000 BPD	-	-	0
	40000 BPD	-	-	0
Crudo Mares	500 BPD	6603	400,8	7003,8
	5000 BPD	66030	4008	70038
	40000 BPD	524700	31850	556550

Bibliografía

- Abdel-Aal, H. K., Aggour, M., & Fahim, M. (2003). *Petroleum and Gas Field Processing*. Nueva York, Estados Unidos: Marcel Dekker, Inc.
- Agencia de Protección Ambiental (EPA). (11 de 09 de 2015). *Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos*. Obtenido de www.epa.gov.co
- Agencia Nacional de Hidrocarburos "ANH". (22 de Febrero de 2019). *MAPA DE TIERRAS*. Obtenido de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos "ANH". (s.f.). *www.anh.gov.co*. Recuperado el 22 de Agosto de 2016, de <http://www.anh.gov.co/Paginas/inicio/defaultANH.aspx>
- Allen, D., & Shonnard, D. (2002). *Green Engineering Environmentally Conscious Design of Chemical Processes*. New Jersey: Prentice Hall.
- Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities* (Tercera ed., Vol. I). Texas, Estados Unidos: Elsevier Gulf Professional Publishing.
- Asociación Colombiana de Petróleo "ACP". (06 de 02 de 2018). *Informe Económico No. 1 Costos de operación del sector petrolero en Colombia en 2017*. Obtenido de <http://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/199-costos-de-operacion-del-sector-petrolero-en-colombia-en-2017>
- Asociación Colombiana del Petróleo "ACP". (2016). *Informe Estadístico Petrolero*. Bogotá D.C.: Asociación Colombiana del Petróleo "ACP".
- Asociación Colombiana del Petróleo "ACP". (24 de Junio de 2019). *Informe Estadístico Petrolero 2019*. Obtenido de <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/271-informe-estadistico-petrolero-actualizado-marzo>
- Babi, D. K., Holtbruegge, J., Lutze, P., Gorak, A., Woodley, J. M., & Gani, R. (2015). Sustainable process synthesis - intensification. *Computers and Chemical Engineering*, 81, 218-244.

- Bakshi, B. R. (2014). Methods and tools for sustainable process design. *Chemical Engineering*, 6, 69-74.
- BP p.l.c. (2019, Junio 24). *Statistical review of world energy*. Retrieved from <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- British Petroleum Company "BP". (2016). *BP Statistical Review of World Energy June 2016*. Londres: British Petroleum Company "BP".
- Cabezas, H., Bare, J. C., & Mallick, S. K. (1999). Pollution prevention with chemical process simulators: the generalized waste reduction (WAR) algorithm - full version. *Computers & Chemical Engineering*, 23, 623-634.
- Carvalho, A., Gani, R., & Matos, H. (2006). Design of sustainable processes: Systematic generation & evaluation of alternatives. *16th European Symposium on Computer Aided Process Engineering and 9th International Symposium on Process Systems Engineering*, 817-822.
- Carvalho, A., Gani, R., & Matos, H. (2008). Design of sustainable chemical processes: Systematic retrofit analysis generation and evaluation of alternatives. *Process Safety and Environment Protection*, 86, 328-346.
- Carvalho, A., Halim, I., Srinivasa, R., Matos, H. A., & Gani, R. (2009). Sustainability Analysis of Chemical Processes Plants Using a Hybrid Heuristic and Indicator Model. *10th International Symposium on Process Systems Engineering*, 837-842.
- Carvalho, A., Matos, H. A., & Gani, R. (2009). Design of batch operations: Systematic methodology for generation and analysis of sustainable alternatives. *Computers and Chemical Engineering*, 33, 2075-2090.
- Carvalho, A., Matos, H. A., & Gani, R. (2013). SustainPro- A tool for systematic process analysis, generation and evaluation of sustainable design alternatives. *Computers and Chemical Engineering*, 50, 8-27.
- CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. "CENIT". (21 de Noviembre de 2014). *MANUAL DEL TRANSPORTADOR*. Recuperado el 24 de Junio de 2019, de <https://portal.cenit-transporte.com:1443/CenitNominaciones/modulos/bto/pdf/Manualtransportador.pdf>
- Constable, D. J., Curzons, A. D., & Cunningham, V. L. (2002). Metrics to 'green' chemistry - which are the best? *Green Chemistry*, 4, 521-527.

- ECOPETROL S.A. (Diciembre de 2014). Obtenido de Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción: http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Geses_efecto_invernadero/Guía_Metano_con_ISBN__pdf.pdf
- ECOPETROL S.A. (09 de noviembre de 2014). *Refinería de Barrancabermeja*. Obtenido de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/lo-que-hacemos/refinacion/complejo-barrancabermeja>
- Ecopetrol S.A. (27 de Agosto de 2016). *www.ecopetrol.com.co*. Recuperado el 27 de Agosto de 2016, de Ecopetrol S.A.: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/Manual-Transportador-Oleoductos-Ecopetrol.pdf>
- ECOPETROL S.A. (24 de Junio de 2019). *Comercio internacional*. Obtenido de Importación Nafta Diluida: https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/importaciones/nafta-diluida/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLQIMHd09DQy9DQJDDQ0cjQzNPJ3CHINcjA30C7ldFQFIybUy/
- ECOPETROL S.A. (24 de Junio de 2019). *Nuestros productos de comercio internacional*. Obtenido de Crudo Mezcla Magdalena: https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/Crude2.html
- ECOPETROL S.A. (24 de Junio de 2019). *Nuestros productos de comercio internacional*. Obtenido de Crudo Mezcla Castilla: https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/Crude1.html
- ECOPETROL S.A. (24 de Junio de 2019). *Nuestros productos de comercio internacional*. Obtenido de Crudo Mezcla Sur: https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/Crude4.html
- ECOPETROL S.A. (24 de Junio de 2019). *Nuestros productos de comercio internacional*. Obtenido de Crudo Mezcla Vasconia: https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/Crude3.html
- Fedesarrollo. (2015). *Informe de Coyuntura Petrolera*. Bogotá: La Imprenta Editores S.A.
- Halim, I., & Srinivasan, R. (2011). A knowledge - based simulation - optimization framework and system for sustainable process operations. *Computers and Chemical Engineering*, 35, 92-105.
- Halim, I., Carvalho, A., Srinivasan, R., Matos, H. A., & Gani, R. (2011). A combined heuristic and indicator-based methodology for design of sustainable chemical process plants. *Computers and Chemical Engineering*, 35, 1343-1358.

Jones, D., & Peter, P. (2008). *Handbook of Petroleum Processing*. Dordrecht, Holanda: Springer.

Kalakul, S., Malakul, P., Siemanond, K., & Gani, R. (2014). Integration of life cycle assessment software with tools for economic and sustainability analyses and process simulation for sustainable process design. *Journal of Cleaner Production*, 71, 98-109.

Mukherjee, R., Sengupta, D., & Sikdar, S. K. (2015). Sustainability in the context of process engineering. *Clean Tech Environ Policy*, 17, 833-840.

Narváez, P. (2014). *Diseño de Procesos Químicos y Bioquímicos. Notas de clase*. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia.

OCENSA S.A. (27 de 08 de 2016). *www.ocensa.com.co*. Recuperado el 27 de 08 de 2016, de OCENSA S.A.: <https://bto.ocensa.com.co/bto/Paginas/Manual-del-Transportador.aspx>

Oleoducto Bicentenario S.A.S. (07 de Julio de 2019). Obtenido de http://bto.bicentenario.com.co/modulos/manual_transportador/Manual.aspx

Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. (07 de Julio de 2019). Obtenido de <http://bto.odl.com.co/>

Panel intergubernamental de cambio climático "IPCC". (s.f.). *Informe aceptado por el Grupo de Trabajo I del Grupo Intergubernamental de expertos sobre cambio climático pero no aprobado en detalles*. Obtenido de <http://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4-wg1-ts-sp.pdf>

Pérez, J., & Meza, V. (2013). Los Procesos Industriales Sostenibles y su Contribución en la Prevención de Problemas Ambientales. *Revista de la Facultad de Ingeniería Industrial UNMSM*, 16, 108-117.

REFINERÍA DE CARTAGENA S.A.S. (25 de junio de 2019). *¿Qué ofrecemos?* Obtenido de <https://www.reficar.com.co/productos>

Ruiz-Mercado, G. J., & Michael A. Gonzalez, R. L. (2012). Sustainability Indicators for Chemical Processes: III. Biodiesel Case Study. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 52, 6747-6760.

Ruiz-Mercado, G. J., Smith, R. L., & Gonzalez, a. M. (2012). Sustainability Indicators for Chemical Process: II. Data Needs. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51, 2329-2353.

- Ruiz-Mercado, G. J., Smith, R. L., & Gonzalez, M. A. (2012). Sustainability Indicators for Chemical Processes: I. Taxonomy. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51, 2309-2328.
- Scenna, N. (1999). *Modelado, simulación y Optimización de Procesos Químicos*. Buenos Aires: Nicolás Scenna.
- Seay, J. R. (2015). Education for sustainability: Developing a taxonomy of the key principles for sustainable process and product design. *Computers and Chemical Engineering*, 81, 147-152.
- Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano. (s.f.). *SIPG*. Recuperado el 2016 de Agosto de 2016, de www.sipg.gov.co: <http://www.sipg.gov.co/Sipg/Inicio/SectorHidrocarburos/EstadisticasdePetroleo/Produccionyconsumo/tabid/70/language/es-CO/Default.aspx>
- Smith, R. L., & Gonzalez, M. A. (2004). Methods for Evaluating the Sustainability of Green Processes. *European Symposium on Computer-Aided Process Engineering*(14), 1135-1140.
- Smith, R. L., & Ruiz-Mercado, G. J. (2014). A method for decision making using sustainability indicators. *Clean Techn Environ Policy*, 16, 749-755.
- Smith, R. L., Ruiz-Mercado, G. J., & Gonzalez, M. A. (2015). Using GREENSCOPE indicators for sustainable computer-aided process evaluation and design. *Computers and Chemical Engineering*, 81, 272-277.
- Society, A. C. (s.f.). <http://www.acs.org/content/acs/en/greenchemistry/what-is-green-chemistry/principles/12-principles-of-green-engineering.html>. Recuperado el 24 de 11 de 2015
- Society, A. C. (s.f.). www.acs.org/greenchemistry. Recuperado el 24 de 11 de 2015
- Speight, J. (2011). *Handbook of Industrial Hydrocarbon Processes*. Kidlington, United Kingdom: Elsevier - Gulf Professional Publishing.
- Unidad de Planeación Minero Energética "UPME". (2013). *Cadena del Petróleo*. Bogotá D.C.: Strategy Ltda.
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA "UPME". (30 de Noviembre de 2017). *Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2017 – Diciembre 2035*. Obtenido de http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Proyeccion_precios_combustibles_30Nov2017.pdf

United States Environmental Protection Agency "EPA". (Abril de 2019). *Management of Oil and Gas Exploration and Production Waste*. Obtenido de https://www.epa.gov/sites/production/files/2019-04/documents/management_of_exploration_development_and_production_waste_s_4-23-19.pdf

Young, D., Scharp, R., & Cabezas, H. (2000). The waste reduction (WAR) algorithm: environmental impacts, energy consumption, and engineering economics. *Waste Management*, 20, 605-615.