

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**CARACTERIZACIÓN FÍSICO QUÍMICA DEL CRUDO NAPO EN LA
REFINERÍA ESTATAL ESMERALDAS (REE)**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA EN PETRÓLEOS**

AUTOR: ESTELA ISABEL ZAMORA AGUILAR

estela.zamora@epn.edu.ec

TUTOR: MSc. IGNACIO BLADIMIR CERÓN GUERRA

ignacio.ceron@epn.edu.ec

QUITO, MARZO 2019

DECLARACIÓN

Yo Estela Isabel Zamora Aguilar, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

ESTELA ISABEL ZAMORA AGUILAR

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Estela Isabel Zamora Aguilar, bajo mi supervisión.

MSc. IGNACIO CERÓN

DIRECTOR DEL TRABAJO

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

Por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el período de estudio.

A mí amada hija

Por ser mi fuente de motivación e inspiración para poder superarme cada día más; tu afecto y tu cariño son los detonantes de mi felicidad, de mi esfuerzo, de mis ganas de buscar lo mejor para ti. Aún a tu corta edad me has enseñado y me sigues enseñando muchas cosas de esta vida.

Te agradezco por ayudarme a encontrar el lado dulce y no amargo de la vida. Fuiste mi motivación más grande para concluir con éxito este proyecto de tesis. Gracias amor mío.

A mis queridos abuelitos

Más que mis abuelitos, fueron y serán mis padres, ya que siempre se preocuparon por mí y me brindaron su apoyo incondicional. Porque creyeron en mí y porque me sacaron adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera, y porque el orgullo que hoy sienten por mí, fue lo que me hizo llegar hasta el final. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y por lo que han hecho de mí. Sus canas son sinónimo de sabiduría. Me enseñaron muchas cosas vitales para la vida y me encaminaron por el buen sendero.

A mis estimados padres y hermana

Por darme la vida, porque siempre han estado en el momento preciso para extenderme su mano, por convertir los malos pasos en momentos de reflexión, por escucharme y siempre tener algo que decirme, por consentirme hasta hoy, y por darme la lección más grande de vida que es la vida misma.

A mí apreciada familia y amigos

Por su presencia en todo momento, sus consejos y su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios todopoderoso por la vida, por haberme dado la sabiduría y la fortaleza para que fuera posible alcanzar este triunfo.

Son muchas las personas especiales que me gustaría agradecer su amistad, apoyo, ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en el corazón. Sin importar en donde estén o si alguna vez llegaran a leer estas dedicatorias quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

Gracias a mi hija, por hacerme sentir segura de mi misma, por su compañía y recordarme que los sueños son el primer paso para lograr las metas dignas de la vida de un hombre.

Abuelitos, gracias mil gracias porque aparecieron en mi vida para iluminar mi camino, por darme momentos inolvidables, por compartir su tiempo, su vida, son todo para mí.

Mami, gracias por todo el esfuerzo, el apoyo y la confianza que ha depositado en mí, gracias porque siempre, ha estado a mi lado y sobre todo por ayudarme con mi hija en mis ausencias involuntarias. Le quiero mucho, es muy especial en mi vida.

Papi, este es un logro que quiero compartir con usted, gracias por ser mi papá y por creer en mí. Quiero que sepa que ocupa un lugar muy especial en mi corazón.

A la Escuela Politécnica Nacional, porque gracias a ella descubrimos todo un mundo dentro de sus aulas, compartimos historias de vida, conocimos nuestras fuerzas y debilidades, por qué nos permitió hacer viajes y conocer a muchas personas que nos han marcado el corazón, por darnos cobijo, un temple, una formación y por darnos los conocimientos para afrontar esta vida y vivirla a plenitud.

Gracias a todos mis profesores, especialmente a los ingenieros Bladimir Cerón y Álvaro Gallegos por compartir sus conocimientos, sus experiencias y por el apoyo incondicional, mil gracias porque de alguna manera forman parte de lo que ahora soy.

Gracias, a EP PETROECUADOR y al eficiente personal que labora en el Departamento de Laboratorio y Control de Calidad de la Refinería Estatal Esmeraldas, que estuvieron apoyándome y guiándome en el trabajo diario.

CONTENIDO

	Pág
DECLARACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
LISTA DE TABLAS.....	x
LISTA DE FIGURAS.....	xi-xii
LISTA DE ANEXOS.....	xiii
SIMBOLOGÍA.....	xiv-xv
RESUMEN.....	xvi-xvii
ABSTRACT.....	xviii
INTRODUCCIÓN.....	1-2
1. MARCO TEÓRICO	
1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE	
1.1.1 Situación, Morfología y Deformación de la Cuenca Oriente.....	3
1.1.2 Origen del petróleo.....	5
1.1.3 Características de los crudos de la cuenca oriente.....	5
1.2 EL PETRÓLEO EN EL ECUADOR	
1.2.1 Importancia de la actividad petrolera.....	7
1.2.2 Crudos que se producen en Ecuador	8
1.2.3 Fases de la industria petrolera ecuatoriana.....	10
1.2.4 Descripción de las Refinerías de Petroecuador según los derivados que producen y sus volúmenes.....	12
1.2.5 Tipos de hidrocarburos.....	16
1.2.6 Clasificación del petróleo	17

1.3	DEFINICIONES DE PROPIEDADES QUÍMICAS DEL PETRÓLEO	
1.3.1	Definición.....	19
1.3.2	Composición del petróleo crudo.....	19
1.4	EVALUACIÓN DE CRUDOS	
1.4.1	Definiciones de propiedades fisicoquímicas globales de los crudos.....	21
1.4.2	Densidad.....	21
1.4.3	Punto de congelación, vertido o escurrimiento (pour point).....	21
1.4.4	Viscosidad.....	22
1.4.5	Presión de vapor Reid.....	22
1.4.6	Contenido de azufre.....	23
1.4.7	Contenido de agua.....	23
1.4.8	Contenido en sedimentos.....	24
1.4.9	Contenido en sal.....	24
1.4.10	Residuos de carbón.....	25
1.4.11	Contenido de asfaltenos.....	25
1.4.12	Sedimentos por extracción.....	26
2.	PROCEDIMIENTOS DE LA OBTENCIÓN DE MUESTRAS DEL CRUDO NAPO	
2.1	Materiales y equipos.....	27
2.2	Sustancias y reactivos.....	30
2.3	Procedimientos.....	31
2.3.1	Muestreo no automático para tomar muestras de petróleo crudo (INEN 930).....	31
2.3.2	Procedimiento para determinar densidad, densidad relativa y gravedad API por el método del hidrómetro (ASTM D-1298).....	31
2.3.3	Procedimiento para determinar el contenido de agua por destilación (ASTM D-4006).....	32

2.3.4	Procedimiento para determinar el contenido de sedimentos por extracción (ASTM D-473).....	34
2.3.5	Procedimiento para determinar el contenido de agua y sedimento por centrifugación (ASTM D-4007).....	35
2.3.6	Procedimiento para determinar la presión de vapor reid (ASTM D-323).....	36
2.3.7	Procedimiento para determinar punto de vertido (ASTM D-97).....	37
2.3.8	Procedimiento para determinar viscosidad cinemática en líquidos oscuros (ASTM D-445).....	37
2.3.9	Procedimiento para determinar residuos de carbón conradson (ASTM D-189).....	38
2.3.10	Procedimiento para determinar el contenido de sal en el petróleo crudo (ASTM D-3230).....	39
2.3.11	Procedimiento para cuantificar asfaltenos (ASTM D-3279).....	40
2.3.12	Procedimiento para determinar el contenido de azufre en el petróleo crudo (ASTM D-4294).....	41
2.3.13	Procedimiento para determinar el punto de nube (ASTM D-97).....	42
2.3.14	Procedimiento para determinar el número ácido (ASTM D-664).....	42

3. PROTOCOLOS Y EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS BAJO NORMAS ASTM DATOS EXPERIMENTALES

3.1	Gravedad específica y densidad API del crudo.....	45
3.2	Agua por destilación.....	45
3.3	Sedimentos por extracción del crudo.....	46
3.4	Porcentaje de agua y sedimentos del crudo.....	47
3.5	Presión de vapor reid.....	47
3.6	Viscosidad cinemática de líquidos oscuros del crudo.....	48
3.7	Residuos carbonosos del crudo.....	49
3.8	Sal en crudo.....	49
3.9	Contenido de asfaltenos del crudo.....	50
3.10	Contenido de azufre.....	51

3.11 Punto de vertido.....	51
----------------------------	----

4. ANÁLISIS Y RESULTADOS

CÁLCULOS

4.1 Cálculo de la densidad API a temperatura estándar de 60°F utilizando el software CERCAL.....	53
4.2 Cálculo de la cantidad de agua por destilación para el crudo.....	53
4.3 Cálculo del porcentaje de sedimentos por extracción en el crudo.....	54
4.4 Cálculo del porcentaje de agua y sedimentos en el crudo.....	55
4.5 Conversión de la presión de vapor reid de PSI a KPA.....	56
4.6 Cálculo de la viscosidad cinemática del crudo (líquido oscuro) a diferentes temperaturas.....	56
4.6.1 Cálculo del tiempo en segundos en el bulbo C.....	56
4.6.2 Cálculo del tiempo en segundos en el bulbo J.....	56
4.7 Cálculo de los residuos carbonosos conradson en el crudo.....	56
4.8 Cálculo del contenido de asfaltenos en el crudo.....	57
4.9 Resultados obtenidos de la caracterización fisicoquímica del crudo.....	58
4.10 Análisis de ensayos realizados en EP PETROECUADOR.....	59
4.11 Cuadro de comparación de resultados.....	60

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones.....	62
5.2 Recomendaciones.....	65

BIBLIOGRAFÍA.....	69
--------------------------	-----------

ANEXOS.....	72
--------------------	-----------

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Crudos de la Cuenca Oriente, calidad de los crudos y contenido de azufre.....	6
Tabla 2. Capacidad operativa de refinación del país.....	13
Tabla 3. Clasificación de hidrocarburos de acuerdo a su densidad.....	18
Tabla 4. Composición elemental del petróleo crudo.....	20
Tabla 5. Guía para el tamaño de la muestra de residuos de carbón.....	39
Tabla 6. Tiempos de monitoreo típicos para la determinación del contenido de azufre.....	41
Tabla 7. Guía para el tamaño de la muestra de número ácido.....	43
Tabla 8. Datos de °API a 15,6°C.....	45
Tabla 9. Datos de agua por destilación en base volumen.....	46
Tabla 10. Datos de sedimentos por extracción.....	46
Tabla 11. Datos de porcentaje de agua y sedimentos.....	47
Tabla 12. Datos de presión de vapor reid.....	48
Tabla 13. Datos de viscosidad cinemática.....	48
Tabla 14. Datos de residuos carbonosos.....	49
Tabla 15. Datos de sal en crudo.....	50
Tabla 16. Datos de contenido de asfaltenos.....	51
Tabla 17. Datos del porcentaje de azufre.....	51
Tabla 18. Datos de punto de vertido.....	52
Tabla 19. Valores de °API calculados en el programa CERCAL.....	53
Tabla 20. Resultados obtenidos de propiedades generales del crudo.....	58
Tabla 21. Análisis de ensayos realizados.....	59
Tabla 22. Cuadro de comparación de resultados.....	60
Tabla 23. Curvas de calibración para análisis de azufre ASTM- D4294.....	84

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Mapa ubicación de la Cuenca Oriente.....	3
Figura 2. Sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres plays petrolíferos.....	4
Figura 3. Pozo Ancón 1, 1978 EP PETROECUADOR.....	8
Figura A1. Equipo para agitar muestras antes del ensayo.....	73
Figura A2. Probetas para determinar gravedad API.....	73
Figura A3. Hidrómetro para determinar gravedad API.....	73
Figura A4. Corrección de datos de gravedad API en el programa CERCAL.....	73
Figura B1. Equipo para determinar agua por destilación.....	74
Figura B2. Baño térmico para determinar agua por destilación.....	74
Figura B3. Sustancias y reactivos para determinar agua por destilación.....	74
Figura C1. Dedal para muestra en balanza calibrada.....	75
Figura C2. Equipo para determinar sedimentos por extracción.....	75
Figura C3. Dedales en material de secado.....	75
Figura C4. Dedal en mufla.....	75
Figura D1. Baño térmico a temperatura constante.....	76
Figura D2. Zanahorias con muestra.....	76
Figura D3. Muestras en centrífuga.....	76
Figura D4. Crudo de referencia.....	76
Figura D5. Aproximaciones de lectura en la prueba.....	76
Figura E1. Bala con muestra.....	77
Figura E2. Hielo para enfriar.....	77
Figura E3. Equipo para determinar presión de vapor reid.....	77
Figura E4. Termocupla de equipo para medir presión de vapor reid.....	77
Figura F1. Análisis de muestra.....	78

Figura F2. Crudo napo a ser evaluado.....	78
Figura F3. Agitador de muestras antes de realizar el ensayo.....	78
Figura G1. Viscosímetro a 40°C.....	79
Figura G2. Viscosímetro a 50°C.....	79
Figura G3. Secador de capilares.....	79
Figura G4. Capilar con muestras.....	79
Figura G5. Viscosímetro con cronómetro.....	79
Figura H1. Peso del vial.....	80
Figura H2. Vial con muestra.....	80
Figura H3. Materiales para prueba.....	80
Figura H4. Equipo para determinar residuos de carbón.....	80
Figura H5. Viales en canasta de equipo.....	80
Figura I1. Balón aforado con muestra.....	81
Figura I2. Muestra en vaso de precipitación.....	81
Figura I3. Calentador de muestra para determinar contenido de sal.....	81
Figura I4. Equipo para determinar contenido de sal.....	81
Figura J1. Muestra en plancha de calentamiento.....	82
Figura J2. Equipo de filtrado.....	82
Figura J3. Filtrado de muestra.....	82
Figura K1. Equipo para determinar el contenido de azufre.....	83
Figura K2. Muestras listas para prueba.....	83
Figura K3. Equipo realizando prueba.....	83
Figura K4. Reporte de resultados de contenido de azufre.....	83

LISTA DE ANEXOS

	Pág
Anexo A. Reporte fotográfico para determinar densidad, densidad relativa, gravedad API basado en la norma ASTM D-1298.....	73
Anexo B. Reporte fotográfico para determinar el contenido de agua por destilación basado en la norma ASTM D-4006.....	74
Anexo C. Reporte fotográfico para determinar el contenido de sedimentos por extracción basado en la norma ASTM D-473.....	75
Anexo D. Reporte fotográfico para determinar el contenido de agua y sedimentos por centrifugación basado en la norma ASTM D-4007	76
Anexo E. Reporte fotográfico para determinar la presión de vapor reid basado en la norma ASTM D-323	77
Anexo F. Reporte fotográfico para determinar el punto de vertido basado en la norma ASTM D-97.....	78
Anexo G. Reporte fotográfico para determinar la viscosidad cinemática en líquidos oscuros basado en la norma ASTM D-445.....	79
Anexo H. Reporte fotográfico para determinar residuos de carbón conradson basado en la norma ASTM D-189.....	80
Anexo I. Reporte fotográfico para determinar el contenido de sal en el petróleo basado en la norma ASTM D-3230.....	81
Anexo J. Reporte fotográfico para determinar el contenido de asfaltenos basado en la norma ASTM D-3279	82
Anexo K. Reporte fotográfico para determinar el contenido de azufre basado en la norma ASTM D-4294	83-84

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

Símbolo	Significado	Dimensiones
ASTM	Sociedad Americana para pruebas y materiales	-
API	Instituto Americano del Petróleo	-
°API	Grados API del petróleo	-
BSW	Contenido de agua y sedimentos	-
Bbl	Barriles	L^3
°F	Grados Fahrenheit	Θ
°C	Grados Centígrados	Θ
Kg	Kilogramo	M
Kg/L	Kilogramo por litro	M/L^3
KPa	Kilopascales	M/Lt^2
PSI	Libra de fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt^2
Ptb	Libras de sal por cada mil barriles	M/L^3
s	segundos	t
%	Porcentaje	-
Lbs	Libras	M
L	Litro	L^3
n	número de ensayos realizados al crudo Napo	-
ml	Mililitros	L^3
mm	Milímetros	L
mg	Miligramo	M

mmHg	Milímetros de mercurio	L
mm ² /s	Milímetros cuadrados por segundo	L ² /t
mL/min	Mililitro por minuto	L ³ /t

CARACTERIZACIÓN FÍSICO-QUÍMICA DEL CRUDO NAPO EN LA REFINERÍA ESTATAL ESMERALDAS (REE)

RESUMEN

En el presente trabajo, se desarrollaron procedimientos metodológicos para la caracterización de crudos pesados que contienen entre otros aspectos la fundamentación teórica, propiedades del crudo, toma de muestra, principios de las pruebas de laboratorio, criterios para la selección de materiales, y con los resultados de la caracterización de crudo se espera contribuir de manera significativa al diseño de las facilidades de superficie y tubulares de la industria hidrocarburífera.

Este trabajo experimental presenta varias pruebas de laboratorio basado en normas ASTM, que se ejecutaron al crudo pesado (NAPO), que se opera en la Refinería Estatal Esmeraldas, para determinar sus características físicas y químicas. Las propiedades que se evaluaron son: gravedad específica y densidad, contenido de azufre, contenido de agua por destilación, contenido de agua y sedimentos, contenido de sedimentos por extracción, contenido de sal, punto de vertido, viscosidad cinemática en líquidos oscuros, presión de vapor, residuos carbonosos, contenido de asfaltenos, punto de nube, y número ácido.

En el primer capítulo, se desarrolla una breve descripción de la cuenca oriente, su situación, morfología y deformación de la misma; así como también se menciona el origen del petróleo, la importancia de la actividad petrolera, crudos que se producen en Ecuador, fases de la industria petrolera, descripción de las refinerías del país, y definiciones básicas de las propiedades fisicoquímicas globales de los crudos.

En el segundo capítulo se establece los materiales y equipos que se utilizaron para la elaboración de este proyecto, se expone los procedimientos para la obtención de muestras y se describe claramente el proceso a seguir de cada uno de los ensayos realizados.

En el tercer capítulo se indica los datos experimentales que se obtuvo de cada uno de los métodos de ensayo. En el cuarto capítulo se desarrollan los cálculos, fórmulas y

ecuaciones necesarios para la obtención de resultados de cada prueba de laboratorio. En el quinto capítulo se presenta los resultados obtenidos de la caracterización físico-química del crudo Napo.

En conclusiones se interpreta cada uno de los datos obtenidos de las propiedades del crudo Napo, y en las recomendaciones se realiza las observaciones necesarias para que los posteriores ensayos se realicen de la mejor manera posible.

En este estudio, se determinó que las condiciones de operación de unidades y equipos en las facilidades de superficie necesitan un mayor énfasis en la utilización de aleaciones de níquel para resolver los problemas de corrosión que presenta el crudo pesado. De acuerdo a las normas NACE International, las diversas aleaciones de níquel se han utilizado eficazmente en Estados Unidos para resolver el conflicto de moderadas y altas temperaturas, picaduras, hendiduras, corrosión por oxidación, agrietamientos por corrosión, erosión en general.

Palabras clave: crudo pesado, caracterización físicoquímica, métodos, muestra representativa, evaluación acero, ensayos ASTM.

PHYSICAL-CHEMICAL CHARACTERIZATION OF NAPO CRUDE IN THE ESMERALDAS STATE REFINERY.

ABSTRACT

In the present work, methodological procedures are developed for the characterization of heavy crudes that contain, among other aspects, the theoretical foundation, properties of the crude oil, sampling, principles of the laboratory tests, criteria for the selection of materials, and with the results of the characterization of crude oil is expected to contribute significantly to the design of the surface and tubular facilities of the hydrocarbon industry. Determine the physical and chemical properties of heavy crude is a dynamic process that is obtained from a representative sample of oil; and by means of a detailed and above all updated study of the hydrocarbon, it allows carrying out reconditioning tasks of surface facilities, finding causes and consequences of operational problems in the transfer of crude, helps to define schemes to optimize production processes, storage, transportation and to evaluate the environmental impact that the extraction of crude oil may cause. For this purpose there are standardized procedures such as the various laboratory tests regulated and regulated by national and international organizations.

In this study, it was determined that the operating conditions of units and equipment in the surface facilities need a greater emphasis on the use of nickel alloys to solve the corrosion problems that heavy oil presents. According to the NACE International standards, the various nickel alloys have been used effectively in the United States to resolve the conflict of moderate and high temperatures, pitting, cracking, corrosion by oxidation, corrosion cracking, and erosion in general.

Keywords: heavy crude, physical-chemical characterization, methods, representative sample, steel evaluation, ASTM assays.

INTRODUCCIÓN

La producción mundial de hidrocarburos se está enfocando al desarrollo de campos maduros y crudo pesado, ante la no existencia de nuevos hallazgos. Para elaborar e implementar planes efectivos de producción y transporte de estos campos, se requiere hacer estudios de las propiedades del crudo. Algunos expertos opinan que con una tecnología adecuada en todo el proceso se podría incrementar el factor de recobro y mejorar el transporte de crudo pesado en donde la fase de caracterización y evaluación del crudo son las más esenciales.

Debido a la cantidad de accidentes que se han producido en la industria petrolera, es necesario determinar las propiedades físicas y químicas de crudo pesado a través de un proceso dinámico que se obtiene por medio de una muestra representativa de petróleo; y mediante un estudio detallado y sobre todo actualizado del hidrocarburo, permite llevar a cabo tareas de reacondicionamiento de facilidades de superficie, encontrar causas y consecuencias de problemas operacionales en el trasiego del crudo, ayuda a definir esquemas para optimizar procesos de producción, almacenamiento, transporte y evaluar el impacto ambiental que pueda ocasionar el manejo del crudo. Para dicho objetivo existen procedimientos estandarizados como son las diversas pruebas de laboratorio normadas y reguladas por organismos nacionales e internacionales.

El crudo pesado posee alta viscosidad, densidad y alto contenido porcentual de sales, azufre y metales pesados. Además de cantidades significativas de agua de formación, por lo que se hace necesario un análisis previo, con el propósito de prevenir el efecto de oxidación, liqueo, escala y obstrucción que afecta directamente la vida útil de los tubulares, válvulas, instrumentación y equipos; lo cual se traduce en problemas operacionales muy significativos, con inconvenientes que implican pérdidas económicas e impactos ambientales negativos.

La caracterización del crudo permite obtener información detallada de los fluidos de un yacimiento, lo cual es fundamental para identificar el tipo de procesamiento y tratamiento que se le debe dar a este para optimizar su producción, cumplir con la

normativa ambiental, además de brindarnos información esencial para definir la calidad y el precio del crudo que exportamos.

El valor de un crudo depende de los rendimientos que pueda ofrecer en productos comerciales luego de su fraccionamiento y los costos que origine la eliminación de impurezas, tales como azufre y sales minerales.

Identificar y evaluar las características de los crudos pesados permitirá comprender la naturaleza de los hidrocarburos y el agua asociada a ellos, definir los tratamientos correspondientes para un óptimo aprovechamiento y evaluar el impacto ambiental que puedan ocasionar.

Los crudos pesados constituyen un potencial económico dentro de los recursos hidrocarburíferos en el Ecuador. Con la finalidad de ampliar la base de datos de crudos pesados que permitan optimizar las tasas de producción y el transporte final se lleva a cabo la siguiente investigación referente a la caracterización y evaluación de crudo napo recolectado en el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) por medio de la Refinería Estatal Esmeraldas.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE

1.1.1 Situación, Morfología y Deformación de la Cuenca Oriente

La Cuenca Oriente se constituye en una cuenca de ante-país de trasarco de los Andes Ecuatorianos. Se ubica en una zona estructuralmente muy compleja, al norte de la charnela entre los Andes Centrales y los Andes Septentrionales. Esta posición particular hace que esta región se encuentre sometida a cambios de esfuerzos importantes y, por lo tanto, puede ser responsable de la fuerte actividad sísmica y volcánica que la caracteriza (Baby, Rivadeneira, Barragán, 2004); ver figura 1

La morfología de la Cuenca Oriente, se caracteriza por relieves relativamente importantes en relación con otras cuencas de ante país andinas. Entre los relieves Subandinos del Levantamiento Napo y de la Cordillera del Cucutú, desemboca el megacono aluvial del Pastaza, que se desarrolla actualmente hacia la cuenca Marañón del Perú. Este cono está considerado como uno de los abanicos aluviales continentales más grandes del mundo (Baby, Rivadeneira, Barragán, 2004)



Figura 1. Mapa de Ubicación de la Cuenca Oriente
Fuente. Baby, Rivadeneira, Barragán, 2004.

La cuenca Oriente se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la aparición de la Cordillera Real y la formación de la cuenca ante país de trasarco propiamente dicha. Su deformación y la estructuración de sus campos petrolíferos, resultan de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad triásico y/o jurásico inferior. Estas fallas inversas y de fuerte buzamiento, están orientadas principalmente en dirección N-S o NNE-SSO, y limitan tres corredores estructurales petrolíferos con características propias como son: Corredor Subandino (Play Occidental), el Corredor Sacha Shushufindi (Play Central), y el Sistema Invertido Capirón Tiputini (Play Oriental) (Baby, Rivadeneira, Barragán, 2004), ver figura 2

En la figura 2 se puede observar lo tres plays petroleros de la cuenca oriente de gran importancia petrolífera, que tiene su origen con esfuerzos compresivos que marcan la inversión tectónica de un sistema extensivo desarrollado en el Jurásico; en donde se forman y evolucionan todas las estructuras petrolíferas de la cuenca.

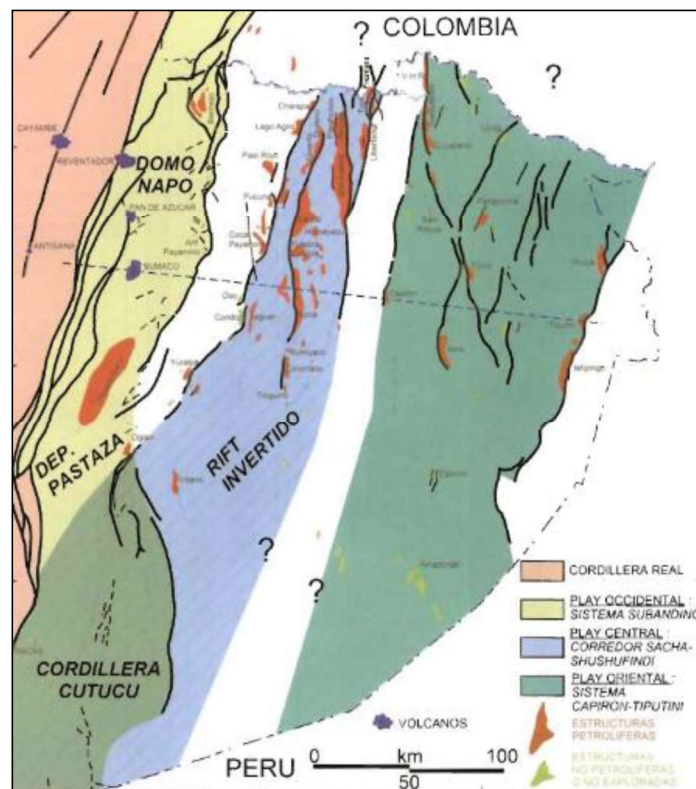


Figura 2. Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente, con sus tres plays petrolíferos.
Fuente. Baby, Rivadeneira, Barragán, 2004.

1.1.2 Origen del petróleo

Existen varias teorías sobre la formación del petróleo; sin embargo la más aceptada manifiesta que el origen del petróleo es orgánico. Proviene de la descomposición de seres microscópicos, animales y vegetales. Estos organismos pueden ser acarreados por masa de agua, conjuntamente con limo, barro y arena. La materia orgánica se deposita y sus restos se van cubriendo de sedimentos inorgánicos. Los lugares favorables para el depósito de sedimentos ricos en materia orgánica son lagos, estuarios, plataformas continentales en zonas de aguas tranquilas, cuencas profundas con poco movimiento de agua. En esos lugares, seres vivos constituidos fundamentalmente por plancton y otros microorganismos simples se convierten en compuestos de hidrocarburos similares al petróleo. Esta transformación se produce por acción de la temperatura, de la presión, de bacterias, de procesos catalíticos y radiactivos.

Esta explicación fundamenta un hecho probado: el petróleo y el gas aparecen en lechos sedimentarios depositados durante las eras geológicas.

1.1.3 Características de los crudos de la cuenca oriente

En el Corredor Occidental Subandino se diferencian claramente dos familias de crudos: una al norte representada por el crudo Hollín del campo Bermejo que es el crudo de mayor calidad de la cuenca tanto por su gravedad API, como por su contenido de azufre, y la otra el crudo del campo Rayo (entrampamiento estratigráfico del reservorio Tena Basal), que representan una familia de crudos del sur, distinguidos por el crudo Oglan del reservorio Hollín, que es un crudo pesado, proveniente de una familia derivada de rocas madre calcáreas (margas y calizas).

En el Corredor Central Sacha-Shushufindi los crudos livianos y medianos predominan en el norte, destacándose los crudos del reservorio T de Secoya, Atacapi, Frontera, Shushufindi y Shuara por su bajo contenido de azufre. Los crudos pesados, menos maduros y con alto contenido de azufre se desarrollan en dirección sur, encontrándose crudos altamente sulfurosos en el reservorio T de Cononaco y en los reservorios U de los campos Culebra- Yulebra-Anaconda y Auca. La tabla 1 indica las características

principales de los campos de cada corredor, los mismos que están ubicados de arriba hacia abajo con cierta equivalencia geográfica N-S. Estos crudos más pesados, provenientes de rocas calcáreas muestran a su vez, una zonificación longitudinal, diferenciándose por su mayor o menor grado de biodegradación. En la parte Central de la cuenca hay campos con crudos mezclados, producto de la acumulación de crudos de las migraciones.

En el norte del Corredor Oriental, predominan con los crudos medianos con menos del 1% de azufre, mientras, que en dirección Sur y Este del Corredor se desarrollan los crudos pesados (Bogui-Capirón, Apaika, Amo, Tiputini, Ishpingo, Tambococha), con alto contenido de azufre: sobre el 2%; ver tabla 1.

Tabla 1. Crudos de la Cuenca Oriente, calidad de los crudos y contenido de azufre.

CORREDOR	CAMPO	RESERVORIOS - TIPO DE CRUDO								CRUDOS - CONTENIDO DE AZUFRE							
		Holl	T	Cal B	U	Cal A	M2	M1	BT	Holl	T	Cal B	U	Cal A	M2	M1	BT
SUBANDINO	Bermejo																
SACHA - SHUSHUFINDI	Frontera																
	Tapi-Tetete																
	Charapa																
	Lago Agrio																
	Guanta-Dureno																
	Atacapi																
	Parahuacu																
	Shuara																
	Secoya																
	Shushuqui																
	Pichincha																
	Shushufindi																
	Sacha																
	Huamayacu																
	Pucuna																
	Coca-Payamino																
	Culebra-Yulebra																
Yuca																	
Auca																	
Rumiyacu																	
Cononaco																	
Tiguino																	
CAPIRON-TIPUTINI	VHR																
	Sansahuan																
	Cuyabeno																

CALIDAD DE LOS CRUDOS

pesado <20 API	
mediano 20-30 API	
liviano > 30 API	

CONTENIDO DE AZUFRE (% EN PESO)

<0.50	
[0.5, 1.0]	
[1.0, 2.0]	
>2.0	

Fuente. Baby, Rivadeneira, Barragán, 2004.

De acuerdo a la tabla presentada se observa que el crudo pesado de la cuenca oriente se encuentra en el corredor Sacha-Shushufindi y Capiron-Tiputini; en los campos Culebra-Yulebra, Cononaco, Yuca, Coca-Payamino, VHR. Los cuales son transportados por el Oleoducto de Crudos Pesados bombeando un crudo de entre 19-21 grados API, con un promedio de 170 barriles por día.

1.2 EL PETRÓLEO EN EL ECUADOR

1.2.1 Importancia de la actividad petrolera

El petróleo gobierna el mundo debido a que es uno de los principales recursos de la economía global y esencial fuente de energía del mundo industrial.

La actividad petrolera en el país es un factor muy importante para que exista dinamismo económico, tanto por los recursos que se generan a nivel fiscal, por la entrada de divisas y por el manejo de recursos en la economía general; lo cual incide en el crecimiento económico del país.

A pesar de tener una pequeña participación a nivel internacional, para el país es un recurso ancla en la economía ecuatoriana, este sector, incluyendo la explotación como la refinación han permitido niveles de crecimiento económico muy importantes en las últimas décadas.

La producción de petróleo nacional comprende lo producido por Petroamazonas EP más las compañías privadas, llegó a un total de 50.7 millones de barriles, equivalentes a un promedio diario de 551.3 miles de barriles. El aumento de la producción diaria está determinada por los precios de exportación del petróleo, que pasaron de un promedio de alrededor de USD 24.00 por barril en el primer trimestre de 2016, a aproximadamente USD 37 por barril en el segundo y tercer trimestre del mismo año.

En los últimos años el petróleo es fundamental ya que el 80% de este se utiliza para una gran variedad de compuestos, a tal punto que se obtienen del petróleo crudo más de 2000 productos, tales como: combustibles, asfaltos, lubricantes, ceras parafínicas, plásticos, pinturas, poliéster, detergentes, fertilizantes, productos alimenticios, lacas, antisépticos, materias sintéticas (Paladines, 2005)

En la actualidad el petróleo es la principal fuente de energía del planeta. Sin embargo se debe tomar en cuenta que se trata de energía no renovable y que se necesita de millones de años para su formación, por lo que de acabarse repentinamente, habría una catástrofe a nivel mundial. Los medios de transporte, aviones autobuses, automóviles, maquinarias, industrias, centrales térmicas y demás dejarían de funcionar, además de los graves problemas que tendrían los países dependientes del petróleo para su economía.

1.2.2 Crudos que se producen en Ecuador

Los crudos que se producen en el Ecuador se explotan de dos zonas: en la Amazonía y en la Península de Santa Elena.

Explotación en el Litoral

En la península de Santa Elena, ubicada en la provincia del mismo nombre, es el lugar donde se desarrollan las primeras actividades hidrocarburíferas en el país, que datan a comienzos del siglo XX, con la perforación del pozo exploratorio Ancón 1, a cargo de la compañía inglesa Anglo Ecuadorian oil Fields, en el año 1911, en donde se evidencio un crudo de 32°API (Gordillo, 2003).



Figura 3. Pozo Ancón 1, 1978
Fuente. EP Petroecuador, 2013

Explotación en la Amazonía

En 1921 se otorga la primera concesión, en una extensión de 25 000 km² a la compañía norteamericana Leonard Exploration Co. para realizar investigaciones y estudios en la cuenca oriente por un plazo de 50 años; trato que llegó a su fin en 1937 por incumplimiento de casi todos los compromisos contraídos con el gobierno. En el mismo año se adjudica 10 millones de hectáreas a la compañía “Royal Dutch Shell”, para que comiencen las exploraciones en la región amazónica. El esfuerzo de Shell, en este período, culmina con el descubrimiento de crudo en el pozo Tiputini Shell 1, siendo un pozo no productivo (EP Petroecuador, 2013).

El 29 de marzo de 1967 Texaco Gulf perforó el primer pozo comercial, cuando brotaron 2610 barriles de petróleo en el pozo Lago Agrio 1, a una profundidad de 10171 pies.

En 1969, ese consorcio descubrió los campos Sacha, Shushufindi-Aguarico y perforó el pozo Guanta-Dureno, y en 1970 fue localizado el campo Yuca. En 1979 se descubrieron Sansahuari y Cuyabeno, con una producción en 2006 de 7870 barriles por día (bpd) y 2074 (bpd) respectivamente (EP Petroamazonas, 2013).

En 1980, CEPE descubrió el campo Libertador y dio inicio a la explotación de campos descubiertos por ella: VHR, Frontera, Paraíso, y de otros descubiertos por compañías extranjeras: Cuyabeno, Bermejo, Charapa, Tiguino, Atacapi, Parahuaco, Cononaco, Anaconda, Yulebra, Culebra (Gordillo, 2003)

En 1992, Petroecuador descubrió el campo Ishpingo y al año siguiente el campo Tambococha que, junto con el campo Tiputini, acumularon un monto de reservas cercanas a los mil millones de barriles de crudo pesado de 12 a 6,5° API. Desde esa fecha hasta inicios de 2004, Petroecuador, no ha perforado ningún pozo exploratorio adicional (EP Petroecuador, 2013)

Adicionalmente Petroamazonas EP, incorporó el bloque 43 (ITT) a la producción petrolera nacional, con un punto máximo de producción de 300 mil barriles diarios de petróleo en seis años. La primera plataforma en producir es Tiputini C, con una

producción de cerca de 20 mil barriles de petróleo diarios. Según el reporte de EP Petroecuador, el estimado teórico nacional alcanzó los USD 61.47 por barril.

1.2.3 Fases de la industria petrolera ecuatoriana

La serie de técnicas de producción de petróleo se entiende generalmente como cadena de valor y comprende una secuencia de etapas necesarias, detalladas a continuación para agregar valor a la materia prima.

Upstream: exploración y producción

La exploración de petróleo es una de las etapas más complejas de la industria, debido a que trata la búsqueda y localización de rocas sedimentarias en el subsuelo, con la ayuda de métodos geológicos y geofísicos.

La producción es la extracción de petróleo y gas del subsuelo. El crudo se extrae mediante la perforación de un pozo sobre el yacimiento; en donde el crudo llegara a la superficie a través de dos métodos de extracción:

La primera forma de extracción se presenta cuando el reservorio tiene la suficiente energía (presión) para impulsar el crudo hasta la superficie, más conocida como flujo natural.

La segunda forma de extracción se denomina flujo artificial, en la cual se incluyen técnicas de extracción tales como:

- Inyección a presión de agua, gas o aire por medio del mismo pozo productor o por pozos inyectoros cercanos al productor.
- Bombeo mecánico (balancín), se acciona la bomba en el fondo el pozo.
- Bombeo hidráulico; se inyecta petróleo a presión que regresa a la superficie.
- Bombeo con bombas centrífugas de varias etapas, ubicadas cerca del fondo del pozo y accionadas por motores eléctricos controlados desde la superficie.

PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO

En el año 2016 la producción petrolera del país presentó un incremento anual de 1.3%, la cual se asocia con el aumento paulatino de los precios que permitió a Petroamazonas EP reactivar campos que no eran rentables.

La producción nacional de petróleo, que es igual a la producción de Petroamazonas EP más la de las compañías privadas, alcanzó un total de 50.30 millones de barriles, equivalentes a 546.78 miles de barriles diarios.

Durante 2016 la recuperación de los precios del petróleo a nivel internacional permitió un incremento de la producción hasta alcanzar 158.12 millones de barriles.

La producción de las compañías privadas fue de 10.43 millones de barriles, igual a un promedio diario de 113.34 miles de barriles. Las compañías privadas continúan en su proceso de reducción de la producción de petróleo desde 2011, manteniéndose en los parámetros de declinación natural de los campos a su cargo.

Midstream: transporte y almacenamiento de crudo y sus derivados

Esta parte del proceso comprende el sistema de oleoductos, tanques y poliductos, que sirven para el transporte y almacenamiento del crudo y sus derivados desde el lugar de producción hasta otro de consumo, sea este la exportación o la industrialización.

TRANSPORTE DE PETRÓLEO

Los oleoductos ecuatorianos transportan 194.06 millones de barriles de petróleo, igual a un promedio diario de 530.23 miles de barriles.

El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), transportó 132.89 millones de barriles de petróleo, que representa un promedio diario de 363.09 mil barriles, el total de su capacidad de transporte diario (360 mil barriles diarios). Cabe destacar que utilizando químico reductor de fricción, la capacidad de transporte del SOTE sube a 390 mil barriles diarios. Es importante mencionar que el SOTE bombea tres tipos de crudo liviano: de 24,0° API para exportación, de 25,5° API para la Refinería Esmeraldas y de 28,2° API para la refinería La Libertad (EP Petroecuador, 2013)

Mientras que el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) transporta 61.17 millones de barriles, igual a 167.14 miles de barriles diarios, que representa el 37.1% de su capacidad total instalada de 450 mil barriles diarios de crudo pesado entre 18° y 23 °API.

Downstream: refinación y comercialización

La refinación es la fase en la que el crudo es transformado en diversos tipos de combustible, para maximizar el valor agregado a los productos y satisfacer las necesidades energéticas del país y la exportación. La refinación es un proceso que permite transformar el petróleo crudo en derivados comercializables. Las refinerías son plantas de producción en varias etapas, con sistemas de procesamiento extremadamente complejos, en donde se debe considerar su estructura en cada unidad que se procesa, para tratar adecuadamente las diferentes características del crudo (EP Petroecuador, 2013)

La comercialización es el proceso de venta de los productos terminados (combustibles), en el mercado interno y la exportación de petróleo crudo en mercados internacionales.

1.2.4 Descripción de las refinerías de EP Petroecuador según los derivados que producen y sus volúmenes

EP Petroecuador, especialista en actividades downstream, se encarga de refinar el petróleo crudo para producir derivados y abastecer la demanda del país.

El país tiene tres centros de producción de derivados de petróleo, ver tabla 2: la refinería de Esmeraldas, la refinería de La Libertad y el Complejo Industrial Shushufindi, que agrupa a la refinería Amazonas y a la planta de procesamiento de gas asociado. Una pequeña planta (1000 barriles) es operada por EP Petroamazonas en Lago Agrio.

Tabla 2. Capacidad operativa de refinación del país

Unidades de Proceso	Capacidad operativa instalada [bpd]
Refinería Esmeraldas	110 000
Refinería La Libertad	45 000
Complejo Industrial Shushufindi	20 000

Fuente. EP Petroecuador, 2013

Descripción de las Refinerías del país:

Refinería Esmeraldas (REE)

Esta refinería se encuentra ubicada en la provincia de Esmeraldas; tiene una capacidad operativa de 110 000 barriles de petróleo diarios, con una gravedad °API de 24,5. Al momento es la más grande del país, y tras un proceso de rehabilitación de siete años aumentó su rentabilidad; lo cual se traduce en un ahorro para el país en la compra de combustibles, al disminuir las importaciones de gasolina en el 17%, de diésel en el 15%, y de gas licuado de petróleo (GLP) en el 10%.

La refinería Esmeraldas es la más importante del país, produce varios tipos de derivados de petróleo, como los que se detallan a continuación:

- GLP
- Nafta
- Gasolina de 87 octanos
- Gasolina de 92 octanos
- Combustibles para motores de dos tiempos
- Jet Fuel A-1
- Diésel premium
- Diésel 2
- Fuel oil 4
- Fuel oil base (residuo)
- Asfalto RC-250

- Cemento asfáltico AC-20
- Fuel oil de exportación

Refinería La Libertad

La industria petrolera ecuatoriana tiene su origen en la provincia de Santa Elena; lugar donde la empresa Anglo Ecuadorian Oilfields construye la primera refinería para producir combustibles que el país necesitaba, en suelo ecuatoriano, y así dejar de importar los derivados desde Perú.

Esta refinería procesa un crudo de 28,5 °API y produce 45 000 barriles de derivados de petróleo diarios; los cuales permiten cubrir la mayor parte de la demanda de las provincias de Guayas, El Oro, Manabí, Cañar, Morona Santiago, Azuay, Galápagos y Loja.

Los productos derivados del petróleo de la Refinería La Libertad se detallan a continuación:

- GLP
- Rubber solvent
- Gasolina de 87 octanos
- Gasolina de 92 octanos
- Combustibles para motores de dos tiempos
- Mineral turpentine
- Jet fuel A-1
- Diésel 1
- Diésel 2
- Spray oil
- Absorver oil
- Fuel oil 4

Complejo Industrial Shushufindi (CIS)

El Complejo Industrial Shushufindi ubicado en la provincia de Sucumbíos, es el principal centro de industrialización de petróleo de esta zona y está conformado por dos plantas: la Planta de gas Shushufindi y la Refinería Amazonas.

La capacidad operativa es de 20 000 barriles diarios y los derivados que produce son los siguientes:

- Gas natural procesado (MMSCF)
- GLP
- Gasolina de 87 octanos
- Jet fuel A-1
- Diésel 1
- Diésel 2
- Residuo

En el país se producen tres tipos de derivados: los básicos, los residuos y los especiales:

Básicos:

Son aquellos de consumo masivo: gasolina súper, gasolina extra, diésel oil, diésel 2, nafta, fuel oil eléctrico y naviero, gas y residuo, que por su fácil combustión tienen gran demanda, se expenden a través de estaciones de servicio y de manera directa para el consumo eléctrico e industrial (EP Petroecuador, 2013).

Residuos:

Son productos que se entregan a clientes específicos: combustibles de aviación, asfaltos, solventes industriales, spray oil, azufre y avgas (EP Petroecuador, 2013)

Especiales:

Son aquellos que resultan del proceso de refinación y tienen demanda en la industria: solventes, spray, asfaltos, azufre y GLP (EP Petroecuador, 2013).

1.2.5 Tipos de hidrocarburos

El petróleo es una sustancia oleosa cuyo color varía desde el amarillo pardusco hasta el negro. Está formado por hidrocarburos compuestos, cuya estructura molecular está constituida por hidrógeno y carbón. También se encuentran presentes pequeñas cantidades de azufre, oxígeno, nitrógeno y trazas de metales como hierro, cromo, níquel y vanadio (Wauquier, 2004).

Los hidrocarburos son insolubles en agua y tienen una densidad menor que esta, variando entre 0.75 a 0.95 kg/l. Su consistencia varía desde un líquido poco viscoso como la gasolina hasta uno tan espeso que apenas fluye como los asfaltos, dependiendo de la cantidad de átomos de carbón presentes en cada molécula. Por ejemplo:

Hidrocarburos que tienen de 1 a 4 átomos de carbón son gaseosos, y utilizados en automóviles, en materia prima para la fabricación de envases, juguetes, tuberías y en los hogares para encender estufas y calentadores (Wauquier, 2004).

Hidrocarburos que tienen de 5 a 20 átomos de carbón son líquidos, de los cuales se obtiene las gasolinas, desengrasantes y disolventes (Wauquier, 2004).

Hidrocarburos que tienen más de 20 átomos de carbón son sólidos a temperatura ambiente, los cuales son refinados como lubricantes, ceras y asfaltos (Wauquier, 2004).

Debido a que los hidrocarburos son una mezcla y no una sustancia pura, el número de hidrocarburos y sus respectivas proporciones varían dentro de límites muy amplios, por lo que es difícil encontrar dos tipos idénticos (Wauquier, 2004)

En Ecuador, existen pozos como Bermejo que producen petróleo de color verde aceituna con un grado API de 35 que tienen gran cantidad de compuestos de alta volatilidad, tales como las gasolinas. Los de Shushufindi y Secoya que son de color negro castaño con un API de 28 a 30 que son de mediana fluidez y menor volatilidad, y los de Yuca con API de 14 a 18, de color castaño oscuro, muy viscosos y poco

volátiles. Existen petróleos aún más pesados como las arenas de Pungarayacu, que se hallan prácticamente en la superficie y constituyen verdaderos asfaltos.

1.2.6 Clasificación del petróleo

La clasificación se fundamenta en tres características sobresalientes que posee el petróleo y son: por el contenido de parafina, por el contenido de azufre y por la gravedad.

Por el contenido de parafina:

Petróleos Parafínicos:

Estos tipos de petróleos son de color claro, fluidos y de baja densidad: 0.75-0.85 Kg/l. Contienen elevados rendimientos de nafta, bajo contenido de azufre y altos puntos de congelación; por destilación producen abundante parafina mayor al 75 por ciento y poco asfalto. Útiles para obtener gasolina, solventes para pintura, etc (Wauquier, 2004).

Petróleos asfálticos:

Estos tipos de petróleos son negros, viscosos y de elevada densidad: 0,95 Kg/l producen poca nafta y abundante fuel oil en su destilación primaria dejando como residuo abundante asfalto. Este grupo contiene alta viscosidad y elementos químicos que se denominan contaminantes, los cuales tienen marcada influencia en las propiedades de los productos derivados del petróleo y en las operaciones de refinación (Wauquier, 2004).

Petróleos Nafténicos y Aromáticos:

El contenido de parafina es menor al 45 por ciento, tienen bajo contenido de azufre y bajo punto de congelación. Útiles para la elaboración de aceites lubricantes.

Petróleos Mixtos:

Poseen características y rendimientos comprendidos entre varias clases de hidrocarburos: parafínicos, nafténicos, aromáticos y asfálticos. La mayoría de yacimientos en el mundo son de este tipo (Wauquier, 2004)

Por el contenido de azufre

El olor de los crudos es aromático, como el de la gasolina o de otros derivados. Si el crudo contiene azufre, su olor será fuerte; si contiene sulfuro de hidrógeno, los vapores serán irritantes, tóxicos y hasta mortíferos. Para conocer el nivel de calidad de los crudos se los ha dividido en agrios (sour crude oil), medios y dulces (sweet crude oil).

Crudos Agrios o sour crude oil son aquellos que contienen sulfuro de hidrógeno o dióxido de carbono mayor al 1 por ciento en azufre; su costo de refinamiento es mayor y es usado mayormente en productos destilados.

Crudos Medios: son aquellos que contienen azufre entre 0,5 y 1 por ciento.

Crudos Dulces o sweet crude oil: son aquellos que contienen poco contenido de sulfuro de hidrógeno o dióxido de carbono menor al 0,5 por ciento en azufre; es un crudo de alta calidad y es procesado para hacer gasolinas.

Por la gravedad

Es la relación del peso de un volumen dado de un material, con el peso de igual volumen de otra sustancia usada como estándar. Para sólidos y líquidos, el estándar es usualmente el agua y para gases es el aire.

Existen parámetros internacionales como el del Instituto Americano del Petróleo (API) que diferencia calidades del mismo y por lo tanto su valor. Se distinguen tres grupos; indicados en la tabla 3.

Tabla 3. Clasificación de hidrocarburos de acuerdo a su densidad.

TIPO DE PETRÓLEO	GRADOS API [° API]
Livianos	>30,0
Intermedios	22- 29,9
Pesados	10-21,9
Extrapesados	Hasta 9,99

Fuente: Paris de Ferrer, 2009

Los grados °API (American Petroleum Institute) es la equivalente a la densidad y son universalmente utilizados para medir la densidad relativa de los crudos y productos de petróleo, mediante la ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{Gravedad\ específica\ a\ 60^{\circ}F} - 131,5 \quad (1.1)$$

La gravedad específica del agua es 1 y en °API es 10.

1.3 DEFINICIONES DE PROPIEDADES QUÍMICAS DEL PETRÓLEO

1.3.1 Definición

Petróleo se deriva del latín PETROLEUM (petro que significa piedra y óleum aceite), llamado así por su composición oleosa y por encontrarse en rocas porosas que forman un yacimiento.

1.3.2 Composición del petróleo crudo

Desde el punto de vista físico, el petróleo es un líquido de aspecto viscoso, menos denso que el agua e inmisible en ella, combustible e inflamable, de olor y color variando según el ambiente de sedimentación.

Desde el punto de vista químico, el petróleo es una mezcla natural y compleja de hidrocarburos en distintas porciones, con pequeñas cantidades de otras sustancias orgánicas e inorgánicas, que generalmente se las denomina contaminantes del petróleo.

Se los obtiene de diferentes campos con naturaleza variada, y contienen pequeñas cantidades de contaminantes; estos son compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno, trazas de metales como hierro, níquel, cromo, vanadio, cuya mezcla constituye el petróleo crudo.

Las diferentes propiedades los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Una composición típica del petróleo se observa en la tabla 4.

Tabla 4. Composición elemental del petróleo crudo.

ELEMENTO	%P [%]
C	83-87
H	10-16
O	<1.0
N	<0.7
S	<6
METALES	<0.03

Fuente: Calle, 2008

1.4 Evaluación de crudos pesados

Este trabajo permite conocer las características físicas y químicas globales de los crudos pesados con el fin de establecer su tratamiento inicial y demás procesos que requiere para su comercialización; estos procesos son la separación, estabilización en el campo de producción, transporte, almacenamiento y precio.

El valor de un crudo depende de los rendimientos que pueda ofrecer en productos comerciales luego de su fraccionamiento y los costos que origine la eliminación de impurezas, tales como azufre y sales minerales (Bureau Veritas, 2017).

El hecho de la diversidad y complejidad de los hidrocarburos, ha demostrado la necesidad de caracterizarlos, a lo largo de todo el proceso de separación y tratamiento, los métodos de conservación, de extracción, de fraccionamiento y análisis. Todas estas etapas son objeto de protocolos establecidos por organismos nacionales e internacionales que describen cada uno de estos procesos a través de métodos normalizados (Bureau Veritas, 2017).

“Un análisis detallado de las propiedades de los productos que se extraen de ellos es de una importancia técnica y económica primordial, pues permitirá al refinero hacer una elección para seleccionar las cargas de las diferentes unidades de separación, de

transformación y de conversión, y fijar sus condiciones operativas, con el fin de satisfacer las exigencias del mercado en las mejores condiciones.” (Wauquier, 2004).

1.4.1 Definiciones de propiedades fisicoquímicas globales de los crudos

La caracterización del crudo es un proceso que debe realizarse periódicamente, pues las propiedades del petróleo no son constantes. Esto tiene implicaciones en el proceso de extracción, tratamiento y transporte del crudo en un campo petrolero (Ingeniería Química, 2017).

1.4.1.1 Densidad

La determinación de la densidad, densidad relativa, gravedad específica o gravedad API del petróleo crudo y sus productos derivados se realiza con la norma ASTM D1298, la cual es importante en el valor comercial, ya que la cotización de los crudos depende en gran parte de esta propiedad (Astm, 2012).

Generalmente, el valor económico de los crudos es directamente proporcional a su grado API; cuanto más alto es el grado API de los crudos, significa que es más liviano, y por lo tanto es mayor su precio en el mercado.

1.4.1.2 Punto de congelación, vertido o escurrimiento (pour point)

La determinación del punto de congelación se realiza con la norma ASTM D 97 y se define como la temperatura a la cual el crudo deja de fluir, debido al aumento de la viscosidad producto de la parafina precipitada a medida que se enfría. Al enfriar un producto hidrocarburífero se alcanza un punto en donde algunos de los compuestos que lo constituyen empiezan a solidificarse y si el enfriamiento continúa, el producto no fluirá (Astm, 2011).

Dentro de los problemas que ocasionan las parafinas es que pueden llegar en los distintos sitios del sistema generando inconvenientes en la producción, transporte y almacenamiento.

1.4.1.3 Viscosidad

La medida de viscosidad de los crudos a diferentes temperaturas es importante para las pérdidas de carga de los oleoductos, tuberías y conducciones de la refinería, así como también para las especificaciones de bombas e intercambiadores.

Esta propiedad se determina con la norma ASTM D 445 y se determina la viscosidad por la medida del tiempo de paso del crudo por un tubo capilar de longitud dada, a una temperatura definida; a esta se la conoce como viscosidad cinemática, que se expresa en mm^2/s (Astm, 2015).

Se utilizan tablas normalizadas de conversión entre las diferentes unidades.

1.4.1.4 Presión de vapor Reid

La medida de presión de vapor reid en crudos es muy importante, ya que permite estimar el contenido de hidrocarburos livianos; lo cual condiciona la seguridad del trasiego del crudo, pérdidas por almacenamiento, y la volatilidad en las gasolinas. Para disminuir estas pérdidas los crudos se almacenan en tanques de techo flotante.

La medida de la presión de vapor se realiza con la norma ASTM D 323, se expresa en psi.

Existen normas de seguridad debido a la necesidad de estabilización del crudo que reglamentan el transporte y almacenamiento de productos petrolíferos en función de su punto de inflamación, que está directamente ligado a la presión de vapor (Astm, 2015).

1.4.1.5 Contenido de azufre

Los crudos de petróleo contienen hidrocarburos sulfurados, sulfuro de hidrógeno disuelto y a veces incluso azufre en suspensión. De manera general, el contenido de azufre total de un crudo está comprendido entre 0,05% y 5% en peso.

La importancia de este ensayo que se realiza con la norma ASTM D 4294 radica en que los compuestos que contienen azufre provocan corrosión en tuberías y depósitos o recipientes que lo contienen; así como también en los procesos de refinación disminuyen la duración de vida de catalizadores, deterioran la calidad de productos acabados, alterando su color y confiriéndoles un olor desagradable, reducen el tiempo de duración de los aceites lubricantes, además de la contaminación atmosférica que generan a través de incendios, debido al contacto entre el sulfuro de hierro de las tuberías corroídas y el aire (Astm, 2010).

En la práctica se mide la cantidad de azufre total contenida en una muestra de crudo, y se toma en cuenta esta cantidad para evaluar su precio.

1.4.1.6 Contenido de agua

En el crudo, el agua se encuentra en parte disuelta y en parte bajo forma de emulsión más o menos estable; esta estabilidad se debe a la presencia de asfaltenos, o de ciertos agentes tensoactivos.

El contenido de agua se realiza con la norma ASTM D 4006, en donde el volumen de agua se mide y se relaciona con el volumen total del crudo tratado.

Es importante mencionar que el volumen de agua crece generalmente durante el transporte y almacenamiento, donde puede alcanzar el 3%. Los principales problemas que provoca el contenido de agua en el crudo son: corrosión, erosión, depósitos, taponamientos, envenenamiento de catalizadores (Astm, 2012).

1.4.1.7 Contenido en sedimentos

Algunos productos sólidos, insolubles en los hidrocarburos o en el agua, pueden ser arrastrados con el crudo. Estos productos son llamados sedimentos, los cuales son finas partículas de arena, barros de perforación, restos de roca o metales, provenientes de la erosión de los oleoductos, de los tanques de almacenamiento, de las válvulas, o de cualquier otra tubería por la que pase el crudo.

La presencia de tales productos en el crudo es muy incómoda ya que puede llegar a taponar las tuberías y deteriorar la calidad de los productos.

El nivel de separación entre la parte agua-sedimentos y el crudo debe conocerse bien con el fin de evitar bombearlos, pues su paso por las unidades de refino trae consigo irregularidades de funcionamiento e incluso puede perturbar considerablemente su marcha (Astm 2012).

El contenido de agua y sedimentos de los crudos se mide con el método ASTM D 96, el cual consiste en determinar el volumen de agua y de sedimentos separados del crudo por centrifugación, en presencia de un disolvente (tolueno) y un agente demulsificante. Este método se fundamenta en la diferencia de densidades entre el agua y el crudo (Astm 2012).

1.4.1.8 Contenido en sal

La presencia de sales presenta serios problemas durante el tratamiento del crudo, aunque se encuentre en pequeñas cantidades, del orden de algunas decenas de ppm. El método que permite obtener esta información es el ASTM D 32230. La presencia de sales en los crudos presenta varios inconvenientes:

En la producción: el cloruro sódico puede depositarse en placas sobre las paredes del tubo tras la vaporización parcial del agua por la pérdida de carga entre el fondo y la

cabeza del pozo. Cuando estos depósitos llegan a ser importantes, el diámetro del pozo disminuye, lo que lleva consigo una disminución de la producción. (Astm, 2013)

En el refino: las sales se depositan en las tuberías, en los tubos de los intercambiadores, lo que disminuye la transferencia de calor, y en los tubos de los hornos, lo que crea puntos calientes y favorece la deposición de coque.

La reducción del contenido de sal en el petróleo crudo que se procesa en las refinerías es una preocupación a nivel mundial. Este problema genera costos muy elevados en la reparación y mantenimiento de los equipos en procesos de refinación, y la única forma de reducir o controlar la formación de las sales corrosivas es eliminando la mayor cantidad de sales presentes en el crudo con tratamientos químicos.

1.4.1.9 Residuos de carbón

Está relacionado al contenido de asfalto del crudo y a la calidad de fracción de base lubricante que puede ser recuperado. Este método de ensayo se determina con la norma ASTM D 189, cubre la determinación de la cantidad de residuos de carbón que queda después de la evaporación y pirolisis de un aceite, y tiene como objetivo proporcionar una idea de relación de tendencias de formación de coque. Este método de ensayo es generalmente aplicable a productos relativamente no volátiles derivados del petróleo (Astm, 2014).

1.4.1.10 Contenido de asfaltenos

Los asfaltenos son sólidos de alto peso molecular y alta polaridad y se definen por la respectiva solubilidad e insolubilidad de esta fracción en hidrocarburos livianos.

Este método consiste en utilizar un solvente (líquido capaz de disolver una sustancia), y se determina con la norma ASTM D 6560; la cual determina el porcentaje de aquel material libre de parafinas insolubles en n-heptano pero soluble en tolueno caliente. El material a ensayar se disuelve en n-heptano, la parte insoluble conteniendo asfaltenos

y parafinas se separan por filtración usando un papel filtro fino. Las parafinas se extraen por reflujo en caliente, usando n-heptano y los asfaltenos se separan mediante extracción con tolueno (Astm, 2012)

El contenido de asfaltenos influye en algunas propiedades de los crudos y de sus fracciones pesadas como son la viscosidad y los grados API, de tal forma que la presencia de asfaltenos generalmente disminuye al aumentar la gravedad API.

Los asfaltenos son responsables de obturar tuberías, debido a que estos precipitan, generando así problemas críticos de transporte y extracción.

1.4.1.11 Sedimentos por extracción

Este método consiste en utilizar un solvente (líquido capaz de disolver una sustancia) para separar o retirar contaminantes peligrosos, sedimentos o tierra. La norma que determina los sedimentos por extracción es la ASTM D 473, para la cual se utiliza una cierta cantidad de muestra y solvente en un dedal refractario, hasta que los residuos alcancen una masa constante, la masa de residuos calculados se reporta como los sedimentos contenidos en el crudo (Astm, 2012).

2. PROCEDIMIENTOS DE LA OBTENCIÓN DE MUESTRAS DEL CRUDO NAPO

Previo descripción de los procedimientos para caracterizar física y químicamente el crudo Napo que es refinado en la Refinería Estatal Esmeraldas (REE), se describen los equipos e instrumentos requeridos en el laboratorio de la refinería.

2.1 Materiales y equipos

Los equipos empleados fueron:

❖ Equipo para determinar gravedad API

- Probeta [Cap: 500ml]
- Hidrómetro [Rango: 9-22 API]
- Termómetro ASTM 12C [Rango: -20 a 102 °C]
- Agitador

❖ Equipo para determinar agua por destilación

- Balón de destilación [Cap: 1000 ml]
- Calentador eléctrico
- Condensador Liebig 400 mm con un tubo de secado lleno de desecante
- Manta de calentamiento
- Probeta graduada [Cap: 100 ml]
- Trampa de agua de 5 ml con graduaciones de 0,05 ml calibrada
- Núcleos de ebullición
- Agitador

❖ Equipo para determinar sedimentos por extracción

- Matraz Erlenmeyer [Cap: 1000 ml]
- Condensador
- Dedal de extracción
- Cesta del dedal
- Cápsula para el agua
- Fuente de calor

- Balanza analítica
- Agitador
- Estufa
- Recipiente refrigerante (deseCADOR)
- Termómetro

❖ **Equipo para determinar agua y sedimentos por centrifugación**

- Centrífuga E4-014
- Tubos de vidrio
- Baño de agua y baño de pozo seco
- Pipeta o dispensador

❖ **Equipo para determinar la presión de vapor reid**

- Aparato de presión de vapor reid
- Cápsula para crudo
- Baño de enfriamiento
- Baño de agua
- Termómetro
- Cámara de vapor
- Manómetro bourdon

❖ **Equipo para determinar punto de vertido**

- Refrigeradora E6-018
- Termómetro
- Empaquetadora
- Baño María

❖ **Equipo para determinar la viscosidad cinemática en líquidos oscuros**

- Viscosímetro CANNON FENSKE OPAQUE
- Soportes para viscosímetros

- Baño de temperatura constante
- Termómetro digital
- Capilares
- Termómetros calibrados ASTM 46C
- Cronómetro

❖ **Equipo para determinar residuos de carbón**

- Equipo Miro Carbon Residue Tester MCRT-160
- Balanza analítica, con +/- 0.0001 g de sensibilidad
- Viales de vidrio
- Soporte para viales
- Pipeta Pasteur
- Pinza
- Desecador

❖ **Equipo para determinar el contenido de sal**

- Balón aforado de 100ml
- Bureta [Cap: 50ml]
- Plancha de calentamiento
- Embudo de separación
- Electrodo
- Filtro en forma de cono

❖ **Equipo para cuantificar asfaltenos**

- Aparato de filtrado
- Papel Filtro
- Plancha de calentamiento
- Vidrio reloj
- Estufa
- Desecador

❖ **Equipo para determinar punto de nube**

- Refrigeradora E6-018
- Termómetro
- Empaquetadora

❖ **Equipo para determinar azufre**

- Analizador de energía dispersiva de fluorescencia de rayos X HORIBA SLFA-2800
- Celdas desechables
- Película transparente a los rayos X (membrana)
- Marcos internos y externos de celda
- Material de vidrio(pipeta, vaso de precipitación)

2.2 Sustancias y reactivos

Las sustancias utilizadas en la caracterización del crudo Napo fueron:

- Agua
- Xileno grado reactivo
- Acetona
- n- Heptano
- Demulsificante
- Hielo seco
- Crudo pesado OCP
- Tolueno grado reactivo
- Disulfuro de carbono
- Peróxido de sodio
- Productos derivados del petróleo para limpieza de capilares
- Productos volátiles (acetona) para el secado de capilares
- Núcleos de ebullición

2.3 Procedimientos

PRUEBAS DE LABORATORIO

Para el desarrollo de pruebas de laboratorio existen normas estandarizadas como las ASTM (American Society for Testing and Materials) o las API (American Petroleum Institute), con el fin de integrar a nivel mundial un criterio generalizado para describir propiedades de crudos o sus derivados. Los siguientes ensayos basados en las normas ASTM son los que se usarán en el desarrollo de la aplicación de este trabajo.

2.3.1 Muestreo no automático para tomar muestras de petróleo crudo basado en la norma (INEN 930)

1. Previo a la toma de la muestra, se debe purgar la línea de muestreo y lavar con la misma muestra el envase donde va a ser recolectada.
2. Si por consideraciones de diseño no es posible purgar en forma completa hacer circular el flujo continuo y posteriormente tomar la muestra.

2.3.2 Procedimiento para determinar densidad, densidad relativa y gravedad API por el método del hidrómetro basado en la norma (ASTM D-1298)

1. Agitar la muestra durante 30 minutos o más para iniciar el ensayo.
2. Tomar las condiciones ambientales antes de realizar el ensayo, estas deben ser: temperatura máx. 30°C, y Humedad relativa máx. 85%.
3. Introducir el termómetro en el recipiente que contiene la muestra y medir su temperatura, para verificar que la misma no difiera de 2°C, en comparación con la temperatura ambiente. Si esto ocurre, se debe utilizar el baño de temperatura constante para mantener una temperatura uniforme.

4. En un sitio libre de corrientes de aire, transferir la muestra a una probeta limpia sin salpicar, para evitar la formación de burbujas y reducir al mínimo la evaporación de los volátiles.
5. Eliminar burbujas de aire formadas en la superficie de la muestra, tocándolos con un trozo de papel filtro limpio.
6. Introducir el termómetro y agitar la muestra con el mismo, utilizando movimientos verticales y de rotación, tomar la temperatura de la muestra al 0,1°C más cercano, luego retirar el termómetro de la probeta
7. Introducir el hidrómetro o termohidrómetro esperando que se sumerja suavemente en la muestra.
8. Dejar que el hidrómetro o termohidrómetro repose mínimo durante 5 minutos.
9. Registrar la lectura, en el punto en que la muestra sube a la superficie y corta la escala del hidrómetro, por el cual es observado colocando el ojo ligeramente por encima del plano de la superficie del líquido.
10. Corregir la lectura del menisco y registrar la lectura de °API observado.
11. Sacar el hidrómetro fuera de la muestra y limpiarlo.
12. Introducir por segunda vez el termómetro, homogenizar la muestra, obtener la segunda temperatura, y registrar al 0,1°C más cercano, si esta temperatura difiere de la primera lectura en más de 0,05, se debe repetir todo el procedimiento y si se mantiene la diferencia superior al criterio, se debe utilizar un baño de temperatura constante y repetir el ensayo.
13. Calcular el promedio de las temperaturas y registrarla al 0,1°C más cercano.
14. Corregir las lecturas tomadas del hidrómetro con gravedad API a 15,6°C (60°F).

2.3.3 Procedimiento para determinar el contenido de agua por destilación basado en la norma (ASTM D-4006)

1. Agitar la muestra.
2. Medir 200 ml de muestra líquida en la probeta graduada, la cantidad de muestra es 200 ml debido a que este procedimiento es para el rango de 0.100 a 0.900 % de agua en el crudo.

3. Vierta la muestra lentamente en la probeta graduada, para evitar el atrapamiento de aire.
4. Traspasar con cuidado el contenido de la probeta al balón de destilación y enjuagar la probeta con 400 ml de xileno realizando 5 lavados de 80 ml, incorporando los líquidos de lavado al balón.
5. Colocar a la mezcla núcleos de ebullición o agitador magnético para reducir los choques térmicos.
6. Las condiciones ambientales como la humedad relativa debe ser máximo 85% y la temperatura ambiente de trabajo es máxima hasta 30 °C, estos parámetros no afectan el resultado pero son necesarios, para el control de las condiciones ambientales óptimas para el buen funcionamiento de los equipos utilizados en el área de trabajo.
7. Colocar el balón con la mezcla en la manta de calentamiento.
8. Acoplar el balón a la trampa de agua, y la trampa de agua conectar al condensador, es importante recordar que no se deben engrasar las juntas de vidrio.
9. Calentar el balón en la manta de calentamiento con una intensidad de 2 a 3, la temperatura debe aumentar lentamente durante las etapas iniciales para impedir la ebullición violenta y la posible pérdida de agua del sistema: aproximadamente de 30 a 40 minutos aumentar la intensidad de la manta y dejar calentar por una hora más.
10. El destilado debe descargar en la trampa a una velocidad de aproximadamente 2 a 5 gotas por segundo y se debe continuar hasta que no se vea gotas de agua en ninguna parte del equipo, solo en la trampa y el volumen en esta permanezca constante por 5 minutos.
11. Realizar un barrido de xileno más de un demulsificante a la trampa al final del ensayo, ayuda a separar las gotas de agua que quedan adheridas. Después del lavado re-destile por lo menos 5 minutos más, aplicando calor lentamente para impedir ebullición fuerte. Repita este procedimiento hasta que no haya agua visible en el condensador y el volumen del agua en la trampa permanezca constante durante al menos 5 min.

12. Apagar la manta cuando termine de acarrear toda el agua de la muestra, dejar que la trampa y su contenido se enfríen.
13. Leer el volumen del agua en la trampa. La trampa está graduada a incrementos de 0,05 ml, pero el volumen se estima al 0.025 ml más cercano.
14. Calcular el contenido de agua de la muestra.

2.3.4 Procedimiento para determinar el contenido de sedimentos por extracción basado en la norma (ASTM D-473)

1. Preparación de un dedal nuevo para proceder con el ensayo.
2. Para casos de disputa o arbitrajes se deben utilizar cartuchos nuevos, preparándola de la siguiente manera:
3. Frotar la superficie exterior del dedal con papel de lija fino y quitar con un cepillo duro todo el material desprendido.
4. Colocar el dedal en el matraz de extracción y hacer una primera extracción con tolueno, dejando que el disolvente gotee por lo menos durante 1h. Secar el cartucho en la estufa durante 1 h, enfriarlo en el desecador durante 1 h y pesarlo con aproximación de 0.0001g (4 cifras decimales). Repetir estas operaciones de extracción, secado y enfriamiento hasta que la masa del cartucho, en dos extracciones consecutivas, no difiera en más de 0.0002 g.
5. En este caso como se trata de una investigación se realizará el ensayo con un dedal nuevo.
6. Llevar el dedal a la balanza con la ayuda de las pinzas, pesarlo, registrar su valor y tarar la balanza.
7. Inmediatamente después de la agitación de la muestra, colocar aproximadamente 10.00 g de la muestra en el dedal y registrar su valor.
8. Pesar el dedal más la muestra problema con una precisión de 0,01 g (2 decimales). Añadir al matraz entre 150 ml a 200 ml de tolueno, poner el cartucho en el equipo de extracción, colocarlo al calentador y proceder a la extracción con tolueno caliente durante el tiempo necesario (pueden ser de 4 a 6 horas) hasta que el disolvente que gotea del dedal se vuelva incoloro.

9. Una vez terminada la extracción, secar el dedal durante 1 h en la estufa, enfriar 1 hora en el desecador y pesar con una precisión de 0.0001 g.
10. Repetir la extracción, dejando que el disolvente gotee desde el dedal 1 h como mínimo, pero no más de 1 h 15 min., luego secar el dedal durante 1 h en la estufa, enfriar 1 hora en el desecador y pesarlo con una precisión de 0.0001 g. Si es preciso repetir esta extracción por nuevos períodos de 1 h, hasta que la masa del dedal seco con los sedimentos en dos extracciones consecutivas no difiera en más de 0.0002 g.

2.3.5 Procedimiento para determinar el contenido de agua y sedimento por centrifugación basado en la norma (ASTM D-4007)

1. Ajustar el baño de calentamiento a la temperatura a la cual, se va a realizar la prueba de centrifuga, mantener la temperatura del baño a $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$.
2. Verter en la botella de vidrio entre 700 a 800ml de tolueno. Se agregan de 2 a 25ml de agua, tapar la botella y agitar fuertemente durante 30 s
3. Aflojar un poco la tapa y colocar la botella en el baño durante 30 min. Sacar la botella, apretar la tapa y agitar con cuidado durante 30 segundos.
4. Repetir el paso anterior tres veces.
5. Dejar la botella (agua y tolueno) en el baño durante 48 horas antes de usarse. Esto asegurará el equilibrio completo entre el tolueno y el agua libre, así como la saturación completa a la temperatura deseada. Si es necesario utilizar el tolueno saturado con agua antes de tiempo de equilibrio de 48 horas, el solvente se debe centrifugar en el mismo equipo a las mismas condiciones de la prueba. El tolueno se transfiere con una pipeta desde el tubo de centrifugación hasta el tubo donde se realizara la prueba, al fin de no alterar cualquier cantidad de agua libre que este en el fondo del mismo.
6. La saturación depende del tiempo y de la temperatura. Se recomienda que las botellas de tolueno saturado se mantengan en todo momento en el baño a la temperatura de prueba, de modo que se tenga disponible el solvente saturado para cualquier prueba que se vaya a ejecutar.

2.3.6 Procedimiento para determinar la presión de vapor reid basado en la norma (ASTM D-323)

1. Encender el equipo, de tal manera que el baño se caliente a una temperatura de $37,8 \pm 0,1$ °C ($100 \pm 0,02$ °F).
2. Colocar la muestra en el congelador o en un baño de refrigeración.
3. Utilizar el agitador incorporado al equipo para asegurarse de que el baño aumente la temperatura de forma homogénea; esta temperatura se ve reflejada en la termocupla del aparato de ensayo.
4. Verificar mediante el uso de un termómetro calibrado que la temperatura del baño de agua se mantenga en $37,8$ °C (100 °F).
5. Lavar bien la cámara de líquido y colocarla abierta en una posición vertical en el congelador, con el fin de que la temperatura se mantenga entre 0 y 1 °C (32 y 34 °F) durante 10 minutos al menos.
6. Sacar la muestra del congelador o del baño de refrigeración y llenar con ésta la cámara de líquido totalmente, evitando que el crudo se derrame. En el caso de que haya desbordamientos, eliminar todo el exceso y asegurarse de que no existan burbujas.
7. Acoplar la cámara de líquido a la de aire correctamente, con sellantes (empaques o teflón), de tal manera que no exista fugas de presión o líquido.
8. Golpear ligeramente o agitar la cámara de líquido, para asegurar que la muestra esté libre de burbujas de aire.
9. Agitar vigorosamente cinco veces el equipo antes de sumergirlo en el baño de agua.
10. Sumergir el equipo en el baño de agua con el manómetro hacia arriba, manteniendo la temperatura en $37,8$ °C (100 °F).
11. Una vez de que el equipo se encuentra ensamblado en el baño de agua por lo menos 5 minutos, observar la lectura del manómetro.
12. Retirar el equipo del baño y repetir la agitación vigorosamente. En intervalos de no menos de cinco minutos, observar la lectura del manómetro.
13. Repetir el paso anterior no menos de cinco veces.

14. Continuar con este procedimiento según sea necesario, hasta que las dos últimas lecturas consecutivas en el manómetro sean las mismas, lo que indica que se ha alcanzado el equilibrio.
15. Leer la presión manométrica final y registrar este valor como la presión de vapor real de la muestra.
16. Retirar el equipo del baño y dejar que se enfríe antes de desconectar las cámaras de líquido y de aire.

2.3.7 Procedimiento para determinar el punto de vertido basado en la norma (ASTM D-97)

1. Homogenizar la muestra para realizar el ensayo.
2. Colocar la muestra en el recipiente de ensayo, hasta el nivel indicado. Si la muestra no fluye, se debe calentar la muestra en un baño de María, hasta que alcance la fluidez adecuada para efectuar la operación.
3. Cerrar el recipiente mediante el tapón de corcho que contiene el termómetro.
4. Revisar que el bulbo del termómetro se encuentre sumergido 3mm por debajo de la superficie de la muestra.
5. Una vez que se haya congelado la muestra cada cierto tiempo, puede ser cada cinco minutos, girar el recipiente y observar la temperatura a la que fluye la muestra y anotar como el punto de vertido.

2.3.8 Procedimiento para determinar viscosidad cinemática en líquidos oscuros basado en la norma (ASTM D-445).

1. Se mide el tiempo para que un volumen fijo de líquido fluya por gravedad a través del capilar de un viscosímetro calibrado bajo un cabezal de presión reproducible y a una temperatura estrictamente controlada y conocida. La viscosidad cinemática es el producto del tiempo de flujo medido y la constante del capilar del viscosímetro calibrado.

2. Se necesitan dos determinaciones para calcular un resultado de análisis, el cual es el promedio de estas determinaciones.
3. Las condiciones ambientales en este método de prueba no influyen puesto que la prueba es realizada en un baño de calentamiento controlado.
4. Se debe determinar dos valores de viscosidad cinemática de la muestra.
5. Precalentar el viscosímetro en el baño de temperatura constante a la temperatura de ensayo, a fin de que la muestra no se enfríe al ser cargada.
6. Cargue el viscosímetro con la muestra.
7. Dejar los capilares cargados en el baño en el tiempo suficiente para alcanzar la temperatura de análisis, treinta minutos es suficiente.
8. Medir en segundos con una precisión de 0.1 segundos, el tiempo requerido para que el menisco de la muestra que fluye libremente pase de la primera a la segunda marca y luego de la segunda a la tercera marca y registrar los dos tiempos medidos.
9. Calcular los dos valores de viscosidad cinemática en mm^2/s , a partir de cada tiempo de flujo medido.
10. Usar el promedio de estos valores determinados para calcular el resultado de viscosidad cinemática que se informara y registrara como resultado.

2.3.9 Procedimiento para determinar residuos de carbón conradson basado en la norma (ASTM D-189)

1. Se estandariza el equipo de acuerdo a especificaciones de presión y flujo en ciertos valores (0.6; 0.15 respectivamente).
2. Determinar la masa de cada vial limpio que se va a utilizar en el análisis de la muestra, y se registra la masa de aproximación de 0,0001 g.
3. Durante el pesaje y el llenado, manejar el vial con pinzas para ayudar a minimizar los errores de pesaje.
4. Transferir una cantidad de masa adecuada de la muestra de acuerdo a la tabla 1 en un vial de muestra tarado, pesar y registrar.
5. Colocar los viales de muestra cargados en el soporte del vial (ver Tabla 5).

Tabla 5. Guía para el tamaño de la muestra.

Descripción de la muestra	Esperado de residuos de carbón, (m/m) %	Tamaño recomendado de la muestra en gramos
Negro, viscosa o sólida	<5	0,15+-0,05
Marrón, viscosa	1-5	0,5 +-0,1

Fuente. EP Petroecuador, 2017

6. Con el horno a menos de 100°C, coloque el soporte de los viales en la cámara de horno y asegurar la tapa, calentar el horno lentamente hasta 500°C de 10°C/min a 15°C/min.
7. Si existen salpicaduras de la muestra, descartar y repetir la prueba.
8. La muestra debe permanece en el equipo hasta que llegue a la temperatura deseada (500°C); a continuación el horno se debe enfriar libremente hasta llegar a una temperatura inferior a 250°C, en donde se puede retirar el soporte del vial para su posterior enfriamiento en el desecador. Advertencia: no abrir el horno al aire en cualquier momento del ciclo de calentamiento; la introducción de aire (oxígeno) probablemente hará que la muestra se encienda y se pueda echar a perder la prueba.

2.3.10 Procedimiento para determinar el contenido de sal en el petróleo crudo basado en la norma (ASTM D-3230)

1. Agitar la muestra durante 15 minutos, si no se consigue este propósito, se debe calentar la muestra hasta conseguir la homogenización completa.
2. Agregar 15 ml de xileno en un balón aforado de 100ml.
3. Adicionar con una probeta, 10 ml de muestra de crudo al balón aforado.
4. Enjuagar el crudo de la probeta con 10 ml de xileno y verter en el balón aforado.
5. Añadir 15 ml de xileno hasta que el volumen total de la muestra sea 50 ml.
6. Tapar el balón y agitar vigorosamente durante 1 minuto.

7. Diluir hasta 100 ml con la mezcla de alcoholes, agitar enérgicamente el balón durante 30 segundos para llevar a cabo la solución.
8. Dejar reposar la solución por lo menos 5 minutos antes de efectuar la lectura.
9. Tomar la temperatura a la cual se encuentra la muestra, ésta no debe de diferir en 2°C, si ésta no se encuentra en este rango se debe calentar o enfriar la muestra para llevarla al rango de temperatura necesario.
10. Pasar el contenido de la solución contenida en el balón, al vaso de precipitación en el que se realizará la lectura.
11. Insertar el electrodo en el vaso, y espere que el valor se estabilice.
12. Registre la lectura obtenida.

2.3.11 Procedimiento para cuantificar asfaltenos basado en la norma (ASTM D-3279)

1. Homogenizar la muestra antes de realizar cualquier ensayo.
2. Pesar en un balón de fondo plano una cantidad de muestra necesaria de petróleo crudo.
3. Añadir 100ml de n-Heptano por cada gramo de muestra añadida.
4. Agitar vigorosamente la muestra.
5. Calentar en bajo por una hora a razón de reflujo y dejar enfriar.
6. Pesar un papel filtro.
7. Conectar el equipo de filtración al vacío.
8. Colocar en el embudo buchner y sobre este le papel filtro humedecido con n-Heptano.
9. Verter la muestra sobre el papel filtro.
10. Pesar un vidrio reloj.
11. Sacar el papel filtro, colocar sobre un vidrio reloj y llevar a la estufa, por al menos 1 hora o más hasta evaporación total del solvente.
12. Colocar por dos horas o más el papel filtro en el desecador.
13. Pesar el papel filtro, repetir el último proceso hasta que el peso se encuentre constante.

2.3.12 Procedimiento para determinar el contenido de azufre en el petróleo crudo basado en la norma (ASTM D-4294)

1. Agitar la muestra.
2. Encender el equipo.
3. Cargar la celda con la muestra hasta aproximadamente 75% de la capacidad de la celda. Adicionar el resto de muestra en la celda procurando que no se formen burbujas.
4. Cuidadosamente colocar la película (membrana) en la superficie de la celda que contiene la muestra (procurar centrar la película), y selle la celda con el sellador de muestras.

Nota: la grasa de las huellas digitales puede afectar la lectura en el análisis de los niveles bajos de azufre. Arrugas en la película van a afectar el número de rayos x de azufre transmitido. Por lo tanto, se hace hincapié en la importancia de la uniformidad de la película y limpieza con el fin de asegurar resultados confiables.

5. Colocar la celda en el equipo (el equipo debe estar con la tapa de la cámara de muestras cerrada para proseguir con el análisis).
6. Seleccionar las condiciones de análisis (curva de calibración, tiempo de medición según la tabla 6, número de repeticiones).

Tabla 6. Tiempos de monitoreo típicos para la determinación del contenido de azufre.

Rango del contenido de azufre % masa	Tiempo de monitoreo (s)
≤ 0.1000	200-300
0.1-1.0	100
1.0-3.5	100

Fuente. EP Petroecuador, 2017

7. Elegir en la pantalla táctil del equipo la opción Analizar

8. Una luz amarilla se encenderá en la parte frontal del equipo, la cual será indicadora que el equipo de fluorescencia de rayos x está funcionando.
9. La concentración de azufre en la muestra es calculada por el equipo a partir de la curva de calibración utilizada.
10. El resultado del contenido de azufre será impreso y registrado.
11. Una terminado el análisis retirar la celda del equipo para su posterior limpieza (celda reutilizables).

Nota: Interferencias espectrales debido a la presencia e plomo, zinc, bario, calcio, cloro, fosforo, metanol, etanol son corregidas internamente por el detector del equipo.

2.3.13 Procedimiento para determinar el punto de nube basado en la norma (ASTM D-97).

1. Homogenizar la muestra antes del ensayo.
2. Colocar la muestra en el recipiente de ensayo, cerrar el recipiente mediante un tapón de corcho que contiene un termómetro.
3. Revisar que el bulbo del termómetro se encuentre sumergido 3 mm por debajo de la superficie de la muestra.
4. Enfriar el recipiente de ensayo, observar la temperatura a la cual se comienza a formar una ligera nubosidad y anotar como le punto de nube.

2.3.14 Procedimiento para determinar el número ácido basado en la norma (ASTM D-664).

1. En esta prueba se realiza una verificación de electrodos nuevos: una combinación de electrodo de medición cuando se ponga en uso por primera vez o cuando el electrodo es nuevo. Enjuague los electrodos con mezcla solvente y luego con agua destilada.
2. Preparación de reactivos: Solvente de Titulación; adicionar 5 ml de agua a 495 ml de 2 propanol anhidro y mezclar bien, adicionar 500 ml de tolueno.

3. Solución de hidróxido de potasio: adicionar 6g de KOH aproximadamente a 1L de 2 propanol. Calentar lentamente por 10 minutos para preparar la solución. Dejar reposar por dos días. Filtrar a través de un embudo con lana de vidrio.
4. Sumerja el electrodo en agua de pH de 4,5 a 5,5 por lo menos cinco minutos antes de la titulación. Enjuague el electrodo con 2 propanol y luego con el solvente de titulación.
5. Dentro de un vaso de precipitación de 250 ml introduzca una cantidad de muestra previamente homogenizada como se describe en la tabla 7:

Tabla 7. Guía para el tamaño de la muestra.

Número ácido	Peso de la porción de prueba, [g]	Exactitud de prueba, [g]
0,05 ≤ 1,0	20,0 ± 2.0	0,10
1,0 ≤ 5,0	5,0 ± 0,5	0,02
5 ≤ 20	1,0 ± 0,1	0,005
20 ≤ 100	0,25 ± 0,02	0,001
100 ≤ 260	0,1 ± 0,01	0,0005

Fuente. EP Petroecuador, 2017

6. Adicionar con la ayuda de una probeta 125mL de solvente de titulación.
7. Preparar los electrodos como se especifica en la verificación o Calibración del Equipo/Instrumento (prueba de electrodo).
8. Coloque el vaso de precipitación de 250mL sobre el soporte del titulador y ajuste su posición de tal forma que el electrodo se sumerja cerca de la mitad del recipiente.
9. Ajuste el aparato de acuerdo a las especificaciones de fabricante para proporcionar un modo dinámico de adición del titulante. Titule con una solución alcohólica de KOH.
10. Realice la titulación. El quipo graficará potencial/volumen determinando a través de software el volumen consumido de KOH para alcanzar el punto de inflexión.
11. Registrar el valor del volumen consumido.
12. Enjuague los electrodos y la punta del dispensador con el solvente de titulación,

después con 2 propanol y finalmente con agua grado reactivo.

NOTA: Se deberá realizar titulaciones del blanco cada vez que se preparen nuevo solvente de titulación y/o titulante.

3 PROTOCOLOS Y EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS BAJO NORMAS ASTM

Aplicando los protocolos expuestos en el apartado 2 de este trabajo se obtuvieron los resultados de los ensayos para determinar las propiedades físico-químicas del crudo Napo que llega a la Refinería Estatal Esmeraldas (REE).

DATOS EXPERIMENTALES

3.1 Gravedad Específica y Densidad API del crudo

El crudo presenta una densidad API observada de 18,1 a 24,2 °C; la misma que al ser corregida por el factor de líquidos oscuros es de 18, y la corrección final con el programa CERCAL del laboratorio de EP PETROECUADOR , es de 17,4 °API; lo que clasifica al crudo como pesado (ver Tabla 8).

Tabla 8. Datos de °API a 15,6 °C

N	°API Observado	°API Corregido Líquidos Oscuros	°API corregido a 15,6 °C CERCAL	Temperatura [°C]
1	18,1	18	17,4	24,2
2	18,1	18	17,4	24,5
3	18,1	18	17,4	24,4
Promedio			17,4	24,4

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

3.2 Agua por destilación

El método es aplicable para crudos y combustibles líquidos, se puede determinar cualquier cantidad de agua, tomando el volumen de muestra adecuado, de tal forma que el agua separada no exceda de la capacidad del colector; ver datos en Tabla 9.

Tabla 9. Datos de agua por destilación en volumen

n	Tasa de Calentamiento	Volumen de muestra, [ml]	Volumen de solvente, [ml]	Agua en trampa, [ml]
1	5%	200	400	< 0,1
2	6%	200	400	< 0,1
Promedio				< 0,1

Elaborador por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

En la tabla 9 se puede observar el contenido de agua por destilación del crudo Napo, en donde se puede apreciar que la estabilidad del agua se debe a la presencia de asfaltenos en el hidrocarburo.

3.3 Sedimentos por extracción del crudo

Este método de ensayo cubre la determinación de sedimentos en crudos y combustibles por extracción con tolueno; ver valores en Tabla 10.

Tabla 10. Datos de sedimentos por extracción

n	Masa del dedal, [g]	Muestra, [g]	Masa del dedal con muestra, [g]	Masa del dedal con sedimento, [g]
1	16,0918	10,0454	26,1372	16,0943
2	16,4557	10,0569	26,5126	16,4582

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

En la tabla 10 se observa que el crudo pesado tiene un alto contenido de sedimentos por extracción, lo cual podría llegar a taponar las tuberías y deteriorar la calidad de los productos petrolíferos.

3.4 Porcentaje de agua y sedimentos del crudo

El contenido de agua y sedimentos en el crudo son considerados como impurezas propias del petróleo que determinan la calidad del combustible. El objetivo primordial del experimento es determinar el porcentaje de agua y sedimento en crudos, mediante el método de la centrífuga, que consiste en someter una muestra a un movimiento rotativo el cual induce a la separación de los componentes debido a las distintas masas, inducido por la fuerza centrífuga; valores obtenidos en Tabla 11.

Tabla 11. Datos de porcentaje de agua y sedimentos

n	Volumen de muestra, [ml]	Volumen de solvente, [ml]	Volumen de BSW, [ml]
1	50	50	0,5
2	50	50	0,5

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

3.5 Presión de vapor reid

La presión de vapor reid es el factor principal en la determinación, tanto del taponamiento por vapor como de las características de encendido en frío de la gasolina, aunque no es el único combustible empleado.

La aplicabilidad industrial más importante de esta prueba es en cuanto a almacenaje y transporte. Datos de la presión de vapor en tabla 12.

Tabla 12. Datos presión de vapor reid

N	Presión de vapor reid, [psi]	Temperatura, [°F]
1	2,25	100
2	2,25	100

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

Los datos de presión de vapor presentados en la tabla 12 permiten conocer que la presión de vapor disminuye conforme aumenta la viscosidad.

3.6 Viscosidad cinemática de líquidos oscuros del crudo

El procedimiento realizado fue la medición del tiempo requerido por una cantidad específica de líquido, a una temperatura dada, para fluir por acción de la gravedad a través de un orificio o estrangulamiento de dimensiones específicas. Valores obtenidos de la viscosidad en Tabla 13.

Tabla 13. Datos de viscosidad cinemática

n	Temperatura, [°C]	Número de Viscosímetro	Tiempo C, [s]	Tiempo J, [s]
1	40	400 B 501	532,36	735,86
2	50	400 B 501	295,09	401,51

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

En la tabla 13, los datos de viscosidad permiten conocer que el crudo en análisis contiene fracciones pesadas. En general cuanto más pesado es un crudo, mayor es su

viscosidad. La viscosidad cinemática de un crudo es una característica importante debido a que este y sus fracciones deben ser bombeados por tuberías a grandes distancias.

3.7 Residuos carbonosos del crudo

Este método de prueba abarca la determinación de la cantidad de residuos de carbono que quedan después de la evaporación y pirólisis de una muestra de petróleo, y tiene la finalidad de proporcionar alguna indicación de la propensión a la formación de coque. Este método de prueba es generalmente aplicable a productos derivados del petróleo. Los valores de residuos carbonosos en Tabla 14.

Tabla 14. Datos de residuos carbonosos

n	Masa vial, [g]	Masa muestra, [g]	Masa vial con residuo de carbón, [g]
1	2,5272	0,1583	2,5469
2	2,5258	0,1524	2,5437
3	2,5097	0,1741	2,5312

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

En la tabla 14 se presenta los datos de residuos de carbón; los cuales nos dan una idea de la tendencia a la coquización del crudo, cuanto mayor sea el contenido de residuos carbonosos, mayor será el contenido de asfaltenos.

3.8 Sal en crudo

Las sales minerales están presentes en el crudo en diversas formas, como cristales solubilizados en el agua emulsionada, productos de corrosión o incrustaciones insolubles en agua y compuestos. El objetivo es disminuir el contenido de sales y agua en el crudo que se procesa, reduciendo la corrosión por la hidrólisis de estas sales,

principalmente de las sales en forma de cloruros que en presencia de agua, forman el ácido clorhídrico altamente corrosivo; ver valores en Tabla 15.

Tabla 15. Datos de sal en crudo

n	[PTB], lb sal/1000 BBL crudo
1	8,96
2	7,87

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

La tabla 15 presenta el contenido de sales en el crudo, se observa que para ser crudo pesado su contenido de sales no es muy elevado; lo que reduce los riesgos que estas provocan en las unidades de fabricación de asfalto.

3.9 Contenido de asfaltenos del crudo

Este método de prueba abarca un procedimiento para la determinación del contenido de asfaltenos insolubles en heptano. Su composición incluye normalmente una cantidad alta de azufre, nitrógeno y metales presentes en petróleo crudo o en productos derivados del petróleo; contenido de asfaltenos en Tabla 16.

Tabla 16. Datos de contenido de asfaltenos

n	Muestra, [g]	Peso papel filtro, [g]	Peso papel filtro con asfaltenos, [g]
1	7,0737	1,2084	2,0618
2	8,0371	1,1345	2,1423

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

3.10 Contenido de azufre

Este método de prueba permite medir de forma rápida y precisa el contenido de azufre en petróleo, y en productos derivados del petróleo. La calidad de muchos productos derivados del petróleo está relacionada con la cantidad de azufre presente. Conocer cuál es la concentración de azufre es necesario para fines de procesamiento; porcentaje de azufre en Tabla 17.

Tabla 17. Datos del porcentaje de azufre

N	Azufre, [% en peso]
1	2.18162
2	2.18466
3	2.18597

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

En la tabla 17 se observa que la cantidad de azufre del crudo Napo es elevada, lo cual causa serios perjuicios; no solo la contaminación del medio ambiente debida a los gases de la combustión, sino también porque envenena los catalizadores usados en los tratamientos químicos de las refinerías y además, es responsable en gran medida de las corrosiones que se producen en los equipos.

3.11 Punto de vertido

El punto de fluidez de un crudo es un índice de la temperatura más baja a la cual todavía fluye, es decir, a partir de este punto el fluido pierde su capacidad para moverse. Este fenómeno puede ocurrir con crudo ligero así como con crudo pesado.

Esta medida es un dato relevante en el transporte de fluidos por oleoductos que atraviesan zonas de bajas temperaturas, pues es un indicativo que permite establecer condiciones de operación seguras para estos productos. Valores del punto de vertido en Tabla 18.

Tabla18. Datos de punto de vertido

N	Punto de vertido, [°F]
1	19
2	19

Elaborado por: Zamora, 2018

Donde:

n= número de ensayos realizados al crudo.

En la tabla 18 se presenta los valores de punto de vertido; este parámetro da una idea del contenido de parafinas presentes en la muestra: los naftenos tienen menor punto de fluidez y las parafinas mayor.

4 ANÁLISIS Y RESULTADOS

CÁLCULOS

Para los valores obtenidos en este trabajo se realizaron los cálculos siguientes:

4.1 Cálculo de la densidad API a temperatura estándar de 60°F utilizando el software CERCAL

CERCAL es un programa elaborado, siguiendo los lineamientos de la guía adjunto ASTM D-1250-04, en la cual se detallan todos los cálculos realizados para la corrección debido a la expansión térmica del hidrómetro de vidrio y así obtener como resultado final los datos de °API, densidad relativa corregida a 15.6 ° C (60 ° F) y densidad a 15°C. En Tabla 19 los valores calculados.

Tabla 19. Valores de °API calculados en el programa CERCAL

°API corregido a 15,6°C	17,4 °API
DENS. RELAT a 15,6°C	0,9503
DENSIDAD a 15°C	0,9498 Kg/L

Elaborado por: Zamora, 2018

4.2 Cálculo de la cantidad de agua por destilación para el crudo

$$volumen \% = \frac{A - B}{C} * 100 \quad (4.1)$$

Donde:

A = agua en trampa, [ml].

B = agua del xileno, [ml].

C = muestra de ensayo, [ml].

Nota: como el volumen total de xileno utilizado para cada ensayo es de 400 ml, B es ml de agua del xileno tomando en cuenta el % de agua que este contenga.

DATOS EXPERIMENTALES:

A = 1,8[ml]

B = 400[ml] * 0,01 = 0,04 [ml]

C = 200 [ml]

$$volumen \% = \frac{1,800 - 0,040}{200} * 100 \quad (4.2)$$

volumen % = 0,88 Reportar el valor al 0.025 ml más cercano

$$volumen \% = 0,875 \pm 0,074 \quad (4.3)$$

4.3 Cálculo del porcentaje de sedimentos por extracción en el crudo

Calcular el contenido de sedimentos de la muestra como porcentaje de masa, aplicando la siguiente ecuación:

$$S = \frac{|m_3 - m_1|}{m_2 - m_1} * 100 \quad (4.4)$$

Donde:

S: es el contenido de sedimento de la muestra expresado en % masa

m1: es la masa del dedal, [g];

m2: es masa del dedal con muestra, [g];

m3: es la masa del dedal con los sedimentos (peso final), [g].

M: es la masa de la muestra, [g]

$$S = \frac{16,0943 - 16,0918}{26,1372 - 16,0918} * 100 \quad (4.5)$$

$$S = 0,025 \% \text{ en masa} \quad (4.6)$$

4.4 Cálculo del porcentaje de agua y sedimentos en el crudo

$$\% \text{ BSW} = \frac{V_1}{V_2} * 100 \quad (4.7)$$

Dónde:

% BSW: Porcentaje de agua y sedimento

V₁: Volumen de agua y sedimentos

V₂: Volumen de muestra

$$\% \text{ BSW} = \frac{0,5}{50} * 100 \quad (4.8)$$

$$\% \text{ BSW} = 1 \quad (4.9)$$

4.5 Conversión de la presión de vapor reid de PSI a KPA

$$2,25 \text{ psi} * \frac{6,8947 \text{ kPa}}{1 \text{ psi}} = 15,51 \text{ kPa} \quad (5.1)$$

4.6 Cálculo de la viscosidad cinemática del crudo (líquido oscuro) a diferentes temperaturas

4.6.1 Cálculo del tiempo en segundos en el bulbo C

Viscosidad a 40°C:

$$\text{Viscosidad Bulbo C: } 1,254 * 532,36 = 667,57944 \text{ [mm}^2/\text{s]} \quad (5.2)$$

Viscosidad a 50°C:

$$\text{Viscosidad Bulbo C: } 1,256 * 295,09 = 370,6330 \text{ [mm}^2/\text{s]} \quad (5.3)$$

4.6.2 Cálculo del tiempo en segundos en el bulbo J

Viscosidad a 40°C

$$\text{Viscosidad Bulbo J: } 0,9103 * 735,86 = 669,8533 \text{ [mm}^2/\text{s]} \quad (5.4)$$

Viscosidad a 50°C:

$$\text{Viscosidad Bulbo J: } 0,9116 * 401,51 = 366,0165 \text{ [mm}^2/\text{s]} \quad (5.5)$$

4.7 Cálculo de los residuos carbonosos conradson en el crudo

$$\% R.C = \frac{A}{B} * 100 \quad (5.6)$$

Donde:

A: peso residuo de carbón, [g]

B: peso muestra, [g]

A = peso vial con residuo – peso vial

Resultado muestra 1:

$$A = 2,5469 - 2,5272 = 0,0197$$

$$\% \text{ R. C} = \frac{0,0197}{0,1583} * 100$$

$$\% \text{ R. C} = 12,44 \quad (5.7)$$

Resultado muestra 2:

$$A = 2,5437 - 2,5258 = 0,0179$$

$$\% \text{ R. C} = \frac{0,0179}{0,1524} * 100$$

$$\% \text{ R. C} = 11,75 \quad (5.8)$$

Resultado muestra 3:

$$A = 2,5312 - 2,5097 = 0,0215$$

$$\% \text{ R. C} = \frac{0,0215}{0,1741} * 100$$

$$\% \text{ R. C} = 12,35 \quad (5.9)$$

4.8 Cálculo del contenido de asfaltenos en el crudo

$$\% A = \frac{m1 - m2}{m3} * 100 \quad (6.0)$$

Donde:

% A = Porcentaje de asfaltenos

m1 = peso papel filtro con asfaltenos, [g]

m2 = peso papel filtro, [g]

$m_3 = \text{peso muestra, [g]}$

$$\% A = \frac{2,0618 - 1,2084}{7,0737} * 100 \quad (6.1)$$

$$\% A = 12,06 \quad (6.2)$$

4.9 Resultados obtenidos de la caracterización fisicoquímica del crudo

En la tabla 20 se reporta los resultados obtenidos de la caracterización del crudo Napo en los laboratorios de la Refinería Estatal Esmeraldas.

Tabla 20. Resultados obtenidos de propiedades generales del crudo.

NORMA ASTM	PROPIEDAD	RESULTADO	UNIDAD
D – 1298	API 15,6 °C [60°F]	17,4	°API
	Densidad Relativa 15,6 °C [60°F]	0,9503	-
	Densidad a 15 °C	949,8	[Kg / L]
D – 4006	Contenido de agua por destilación	0,875	% volumen
D – 473	Contenido de sedimentos por extracción	0,024	% volumen
D – 4007	Contenido de agua y sedimentos	Experimental	1,00
		Calculado	1,00
D – 3279	Contenido de asfaltenos	12,06	% peso
D – 4294	Contenido de Azufre	2,1841	% peso
D – 3230	Contenido de sal	9,47	ptb
D – 664	Número ácido	0,2433	[mg KOH/g]
D – 323	Presión de vapor	15,5131	KPa
D – 97	Punto de escurrimiento	-7,222	°C
D – 4530	Residuos carbonosos	12,5133	% m/m
D – 4530	Viscosidad cinemática en líquidos oscuros	40°C	667,5794
		50°C	370,6330

Elaborado por: Zamora, 2018

4.10 Análisis de ensayos realizados por EP PETROECUADOR

En la tabla 21 se realiza un análisis de cada uno de los métodos de laboratorio que se ejecutaron en este trabajo, con el fin de establecer observaciones y sugerencias para cada uno de los ensayos basados en normas ASTM.

Tabla 21. Análisis de ensayos realizados.

No. Ensayo	NORMA ASTM	PROPIEDAD	PROCEDIMIENTO PETROECUADOR CUMPLE LA NORMA ASTM		OBSERVACIÓN	RECOMENDACIÓN
			SI	NO		
1	D-1298	API 15,6 °C [60°F]	√		Transferir la muestra lentamente para eliminar la formación de burbujas y reducir al mínimo la evaporación de muestras más volátiles.	Tomar la lectura sobre la superficie plana del líquido (menisco), el punto de escala del hidrómetro, en el cual la muestra se eleva.
		Densidad Relativa 15,6 °C [60°F]	√			
		Densidad A 15 °C	√			
2	D-4006	Contenido de agua por destilación	√		Aplicar calor suavemente durante las fases iniciales.	Profunda limpieza y cuidado con los equipos para el ensayo.
3	D-473	Contenido de sedimentos por extracción	√		Manipular adecuadamente el solvente (tolueno).	Controlar la velocidad de extracción, para evitar lecturas erróneas.
4	D-4007	Contenido de agua y sedimentos	√		La muestra debe ser completamente representativa del fluido que se va a analizar.	La muestra requiere de una agitación muy vigorosa antes de transferir a la centrífuga.
5	D-3279	Contenido de asfaltenos	√			
6	D-4294	Contenido de Azufre	√		La cantidad de azufre influye en la calidad y costo, el valor ideal debe ser 0,5%.	Verificar la calibración del equipo en cada turno de trabajo antes de realizar cada ensayo.
8	D-3230	Contenido de sal	√			
9	D-664	Número ácido	√			
10	D-323	Presión de vapor	√		No se realiza al crudo como análisis de rutina. Existe el equipo.	
11	D-97	Punto de escurrimiento	√		No se realiza al crudo como análisis de rutina. Existe el equipo.	
12	D-4530	Residuos carbonosos	√			
13	D-445	Viscosidad cinemática en líquidos oscuros	√		No se realiza al crudo como análisis de rutina. Existe el equipo.	

Elaborado por: Zamora, 2018

En la tabla 21 se presentan varias observaciones y recomendaciones que se deben tomar en consideración en el Departamento de Laboratorio y Control de Calidad de la Refinería Estatal Esmeraldas, ya que varios de los métodos de ensayo por su reproducibilidad necesitan realizarse estrictamente como se indica en la norma.

4.11 Cuadro de comparación de los resultados obtenidos en la investigación y los resultados de EP PETROECUADOR

En la tabla 22 se presentan los resultados obtenidos en el desarrollo de este trabajo, así como los resultados que detalla el Departamento de Laboratorio y Control de Calidad de EP PETROECUADOR.

Tabla 22. Cuadro de comparación de resultados.

NORMA ASTM	PROPIEDAD		RESULTADO OBTENIDO DEL PROYECTO	RESULTADO EP PETROECUADOR	UNIDAD
D – 1298	API 15,6 °C [60°F]		17,4	17,7	°API
	Densidad Relativa 15,6 °C [60°F]		0,9503	0,9478	-
	Densidad A 15 °C		949,8	903,1	[Kg / L]
D – 4006	Contenido de agua por destilación		0,875	0,875	% volumen
D – 473	Contenido de sedimentos por extracción		0,024	0,019	% volumen
D – 4007	Contenido de agua y sedimentos	Experimental	1,00	1,00	% volumen
		Calculado	1,00	1,00	
D – 3279	Contenido de asfaltenos		12,06	12,05	% peso
D – 4294	Contenido de Azufre		2,1841	2,2003	% peso
D – 3230	Contenido de sal		9,47	8,92	ptb
D – 664	Número ácido		0,2433	0,2163	[mg KOH/g]
D – 323	Presión de vapor		15,5131	-	KPa
D – 97	Punto de escurrimiento		-7,22	-	°C
D – 4530	Residuos carbonosos		12,5133	12,345	% m/m
D – 445	Viscosidad cinemática en líquidos oscuros	40°C	667,5794	-	[mm ² /s]
		50°C	370,6330	-	

Fuente. EP Petroecuador, 2018

En la tabla 22 se detallan los resultados obtenidos en este trabajo y los resultados presentados por el Departamento de Laboratorio y Control de Calidad de la Refinería

Estatal Esmeraldas (REE); para lo cual existen diferencias no muy distantes en algunos datos debido a que las muestras se receptaron y analizaron de forma independiente; así como también los factores de repetibilidad y reproducibilidad que intervienen en este tipo de ensayos. Cabe destacar que los resultados obtenidos se encuentran dentro de parámetros confiables.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- a. Las características del crudo napo producido en los yacimientos petrolíferos de la cuenca oriente permitió comprender la naturaleza de los hidrocarburos pesados, para un óptimo aprovechamiento y consideración del impacto ambiental que puedan ocasionar.
- b. En el refinamiento del petróleo las propiedades físico-químicas del mismo están muy vinculadas al transporte, almacenamiento y al precio, ya que dependiendo de la calidad del crudo así mismo será su comercialización.
- c. El conocimiento de la medida de la gravedad API tiene un importante valor comercial ya que la cotización de los crudos depende de esta propiedad; la cual viene definida por la norma ASTM D-1298. Se considera que cuanto más alto es el grado API de los crudos, significa que es más liviano y ofrece mayores rendimientos en los procesos de refinación.
- d. Es importante la determinación de la viscosidad a diferentes temperaturas para el cálculo de las pérdidas de carga en oleoductos, tuberías y conducciones en la refinería, así como para la especificación de bombas e intercambiadores. Una baja viscosidad indica generalmente alto rendimiento en nafta o diesel, y una alta viscosidad indica alto rendimiento en asfalto, de manera que a menor proporción de fracciones ligeras, mayor es la viscosidad como es el caso del crudo Napo.
- e. La importancia del contenido de azufre en el crudo radica en que los compuestos azufrados ácidos contenidos en productos del petróleo provocan la corrosión de los depósitos o recipientes que los contienen y son malolientes. El azufre es también un veneno de los catalizadores utilizados en el refino. Este criterio es muy importante porque la complejidad y los costos de operación se

incrementan proporcionalmente con el contenido de azufre. Atendiendo a la cantidad de azufre presente, el crudo Napo se encuentra en el grupo de los crudos corrosivos agrios por mostrar una cantidad $> 2\%$ de azufre.

- f. La presión de vapor es una propiedad que indica de manera indirecta, el contenido en productos muy ligeros que condicionan la seguridad durante el transporte, las pérdidas en el almacenamiento y la volatilidad de las gasolinas. Para disminuir estas pérdidas los crudos se deben almacenar en tanques de techo flotante.
- g. Es necesario apreciar el punto de congelación del crudo para evitar problemas en el transporte y almacenamiento, ya que permite conocer los límites de temperatura a respetar en la manipulación de productos, particularmente para su bombeo en invierno; ya que caracteriza bien el contenido en hidrocarburos de alto punto de congelación.
- h. El contenido en agua de los crudos a la salida del pozo es en general bajo, crece generalmente durante el transporte y almacenamiento, donde puede alcanzar el 3%. El agua presente en el crudo se encuentra en forma libre o emulsionada. El rompimiento de estas emulsiones puede llegar a ser un problema muy serio y costoso. La aplicación de la coalescencia electrostática combinada con la adición de químicos para resolver el problema de las emulsiones provee la herramienta necesaria para obtener el crudo deshidratado y desalado, adecuados para el transporte, transferencia de custodia y ventas. Por tal motivo es de fundamental importancia esta medida ya que permite obtener con precisión los volúmenes netos de crudo.
- i. Durante el almacenamiento, los sedimentos decantan con el agua y se depositan con las parafinas y los asfaltos en los tanques de almacenamiento bajo la forma de depósitos pastosos. El nivel de separación entre la parte agua-sedimentos y el crudo debe conocerse bien con el fin de evitar bombearlos,

pues su paso por las unidades de refino trae consigo irregularidades de funcionamiento e incluso puede perturbar considerablemente su marcha. La presencia de tales productos en los crudos es muy incómoda ya que pueden llegar a taponar las tuberías y deteriorar la calidad del fueloil.

- j. La presencia de sales presenta serios problemas durante el tratamiento del crudo, aunque se encuentre en pequeñas cantidades. Las sales se depositan en las tuberías, en los tubos de los intercambiadores, lo que disminuye la transferencia de calor, y en los tubos de los hornos, lo que crea puntos calientes y favorece la deposición de coque. Conocer la cantidad de sales es de vital importancia para evaluar la velocidad de corrosión en el sistema; lo cual permite usar cualquier método anticorrosivo disponible en los planes de transporte y almacenamiento.
- k. El ensayo de contenido de asfaltenos influye en algunas propiedades de los crudos y de sus fracciones pesadas como son la viscosidad y los grados API, de tal forma que la presencia de asfaltenos generalmente disminuye al aumentar la gravedad API. Los asfaltenos son responsables de obturar tuberías, debido a que estos precipitan, generando así problemas críticos de transporte y extracción.
- l. Se ha determinado que las condiciones de operación de unidades y equipos en las facilidades de superficie necesitan un mayor énfasis en la utilización de aleaciones de níquel para resolver los problemas de corrosión que presenta el crudo pesado. De acuerdo a las normas NACE International, las diversas aleaciones de níquel se han utilizado eficazmente en Estados Unidos para resolver el conflicto de moderadas y altas temperaturas, picaduras, hendiduras, corrosión por oxidación, agrietamientos por corrosión, erosión en general.
- m. La tubería adecuada para este tipo de crudo es una tubería con aceros especiales más otros elementos tales como: cromo, níquel, molibdeno, cobre,

vanadio, tungsteno; a fin de que las tuberías brinden seguridad y confiabilidad de actuación, el uso de este tipo aceros promete una mayor aplicación tanto en campos petrolíferos como en refinerías por su resistencia a las impurezas del crudo y también por su estabilidad estructural a elevadas temperaturas y presiones.

5.2 RECOMENDACIONES

- a. Para evitar la vaporización de los compuestos ligeros presentes en la muestra de petróleo, se recomienda que los mismos sean almacenados en lugares con refrigeración o a su vez en lugares donde las muestras no tengan cambios bruscos de temperatura.
- b. En la producción de crudo pesado es importante mencionar el uso del cerdo inteligente en las facilidades de superficie debido a que tenemos cantidades de azufre, sales y sedimentos elevadas; impurezas que provocan picaduras, hendiduras, corrosión en el transporte del crudo; este equipo nos permite conocer información detallada de alguna irregularidad y realizar inspecciones de línea en las tuberías. Un cerdo inteligente, es propulsado a través de la tubería por la mercancía transportada, como el petróleo. Está equipado para devolver lecturas sobre anomalías en el espesor de pared, deformación de la tubería o una serie de otras características que pueden indicar la corrosión existente o el daño a la tubería que puede provocar corrosión.
- c. Mantener en buenas condiciones los equipos, realizando mantenimientos periódicos con el fin de garantizar que los resultados obtenidos sean válidos y que no sean fuente de desviaciones en los resultados establecidos.
- d. En la determinación de presión de vapor reid, para obtener resultados más confiables es importante utilizar empaques y teflón al momento de sellar la

capsula que contiene la muestra, con el fin de que no hayan fugas de presión o de líquido.

- e. En el ensayo de sedimentos por extracción es importante la preparación del dedal nuevo o del dedal usado; debido a que una mala manipulación de los mismos puede generar resultados erróneos. Considerar que la cantidad de muestra sea la adecuada y no se adhiera a las paredes del dedal.
- f. Para la determinación del contenido de asfaltenos se debe tener cuidado al momento de pesar la muestra, ya que es un gramo y se lo tiene que manejar con mucha precisión. Controlar la temperatura del baño que se mantenga constante.
- g. En el ensayo de contenido de azufre verificar si el equipo esta calibrado correctamente y observar con atención que las celdas no tengan ninguna fuga de aire o de muestra.
- h. Es recomendable agitar la muestra mínimo cinco minutos en su recipiente original bien cerrado antes de cualquier ensayo, debido a que por efectos de la gravedad se separan el gas, petróleo y agua; lo cual puede provocar resultados erróneos.
- i. Es importante la limpieza y secado de materiales de vidrio con nafta y acetona, con el fin de que los resultados de los ensayos no puedan verse afectados por agua o desechos adheridos a los mismos. El secado se lo debe hacer con aire a presión y posteriormente a través de las muflas que se encuentran a 60°C por treinta minutos aproximadamente.
- j. En el ensayo de residuos de carbón es importante estandarizar el equipo de acuerdo a especificaciones con rangos de presión y flujo en alto y en bajo.

- k. El ensayo de presión de vapor reid debe ser el primer método en determinarse, ya que al abrir por primera vez el recipiente que contiene el crudo, los componentes más volátiles se evaporan y los resultados se ven alterados. Considerar una nueva muestra si se requiere otro ensayo de presión de vapor.
- l. En el ensayo de punto de escurrimiento es necesario comprobar que la muestra no fluya, al colocar el recipiente que la contiene por cinco segundos de forma horizontal.
- m. Para el método de viscosidad cinemática en líquidos oscuros es recomendable realizar pruebas en el brokfield (equipo que permite escoger el capilar adecuado antes de realizar el ensayo) para obtener valores de viscosidad confiables.
- n. No se realizó el ensayo de índice de refracción, debido a que dentro del alcance de esta norma ASTM D-1218, literal 1.3 se describe que el método no es aplicable para líquidos oscuros, o con puntos de burbuja muy elevados. Para lo cual se recomienda para próximas investigaciones con la norma ASTM COLOR.
- o. Para evitar la vaporización de los compuestos ligeros presentes en la muestra de petróleo y en sus fracciones más livianas, se recomienda que los mismos sean almacenados en lugares con refrigeración o a su vez en lugares en los cuales las muestras no estén sujetas a cambios bruscos de temperatura.
- p. El ensayo de punto de humo no se logró realizar debido a que los aparatos del laboratorio de la Refinería Estatal Esmeraldas están diseñados para determinar resultados de kerosene y combustibles de turbina de aviación como se indica en el alcance de la norma ASTM D-1322. De tal forma que para las próximas investigaciones se recomienda determinar el punto de humo en laboratorios que programen los equipos para productos del petróleo y líquidos opacos.

- q. De acuerdo a la norma ASTM D-2500, el análisis para la determinación de punto de nube no se puede realizar en petróleo crudo, debido a que el método abarca únicamente productos combustibles y biodiesel que son transparentes.

BIBLIOGRAFÍA

Asociación Española para la Calidad (2017). *Normas ASTM*. Disponible en: <https://www.aec.es/web/guest/centro-conocimiento/normas-astm>

ASTM (2010). *Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry*, ASTM D 4294. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2011). *Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)*, ASTM D 4007. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2011). *Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products*, ASTM D 97. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2012). *Standard Test Method for Refractive Index and Refractive Dispersion of Hydrocarbon Liquids*, ASTM D 1218. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2012). *Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method)*, ASTM D 287. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2012). *Standard Test Method for Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation*, ASTM D 4006. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2012). *Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method*, ASTM D 473. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2012). *Standard Test Method for Pour Point of Crude Oils*, ASTM D 5853. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2013). *Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electronic Method)*, ASTM D 3230. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2014). *Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products*, ASTM D 189. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2015). *Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)*, ASTM D 445. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM (2015). *Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method)*, ASTM D 323. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

Baby P, Rivadeneira M, Barragán R (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito-Ecuador: IFEA.

Bureau Veritas (2017). *Caracterización de Petróleo Crudo*. México. Disponible en: <http://www.bureauveritas.com.mx/services+sheet/commodities/caracterizacion-petroleo-crudo>

Calle, L (2008). *Química y Características del Petróleo y Productos Básicos*. Quito-Ecuador.

Carrillo, S (2007). *Estudio y evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de gas en la estación Villano A de Agip Oil, Ecuador B.V.* (Tesis de Pregrado). Quito-Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Educación en Ingeniería Química (2017). *Análisis Petróleo Crudo*. Recuperado de: <http://www.ssecoconsulting.com/propiedades-del-petroacuteteleo-crudo.html>

EP Petroecuador (2013). *El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera*. Quito-Ecuador. Manthra.

González, R, Peña, D, Serna, J (2007). *Determination of the corrosivity of heavy crude to high temperature on ferritic steel under conditions of agitation*, Paper Universidad Tecnológica de Pereira.

Gordillo, R (2003). *Historia del petróleo*. Quito-Ecuador: Corporación Editorial Nacional.

Guzmán, A (2008). *Proposición de Facilidades de Superficie para la producción de crudo pesado con inyección de vapor en la faja petrolífera del Orinoco*. Universidad Simón Bolívar.

Lluch, J (2008). *Tecnología y margen del refino del petróleo*. Madrid: Ediciones Díaz de Santos S.A.

Pabón, M, Quiroga E (2008). *Diseño de las facilidades de superficie para la captación y distribución del gas producido en un campo-caso práctico*. (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander.

Paris De Ferrer, M (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo-Venezuela: Astro Data.

Portman, L, Blades, C, and Laba, A, BJ Services Co (2006). *28% Chrome, 32% Nickel: A Case History on the Downhole Cutting of Exotic Completions*. SPE 99917, USA, Texas.

Solano, J, Tomalá, W (2015). *Diseño de una estación de producción con capacidad para el manejo de 50000 barriles de crudos pesados*. (Tesis de Pregrado). La Libertad-Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Silin, D (2005). *Monitoring Waterflood Operations: Hall's Method Revisited*. SPE. 93879.

Vaca (2004). *Estudio Estratigráfico Secuencial del Cretácico entre 0° y 1,5 ° Sur de la Cuenca Oriente Ecuatoriana*, Tesis EPN.

Valencia, I (2011). *Metodología para la implantación de un sistema integrado de gestión medioambiental y prevención de riesgos laborales en Refinería Estatal Esmeraldas*. (Tesis de Pregrado). Loja-Ecuador: Universidad técnica particular de Loja.

Nelson, W (1995). *Petroleum Refinery Engineering*. 4 ed. Editorial McGraw Hill Book Company. New York.

Wauquier, J (2004). *El Refino del Petróleo, Petróleo crudo, Productos petrolíferos, Esquemas de Fabricación Vol. 1. Traducida del francés. Ediciones Díaz de Santos. Madrid. 2004.*

ANEXOS

ANEXO A: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR DENSIDAD, DENSIDAD RELATIVA Y GRAVEDAD API POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO, BASADO EN LA NORMA ASTM D-1298.



Figura A1. Equipo para agitar muestras antes del ensayo

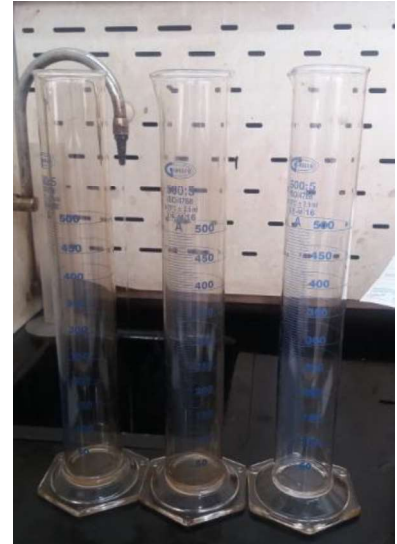


Figura A2. Probetas para determinar gravedad API



Figura A3. Equipo (Hidrómetro) para determinar gravedad API

CORRECCIÓN DE DATOS *API POR EXPANSIÓN TÉRMICA DEL HIDRÓMETRO DE VIDRIO DE ACUERDO AL MÉTODO ASTM D1298-12b-2012			
TABLA 5B DERIVADOS GUIDE 1250-(2004)			
DATOS DE ENTRADA			
PRODUCTO :	DERIVADOS DE HIDROCARBUROS		
API OBSERVADO	36,651	*API	
TEMPERATURA OBSERVADA	24,1	°C	
PRESIÓN	0	psi	
API corregido @ 15,6 °C	35,5	*API	
DENS. RELAT. @ 15,6 °C	0,8473		
DENSIDAD A 15°C	0,8469	Kg/L	
TABLA 5A CRUDOS GUIDE 1250-(2004)			
DATOS DE ENTRADA			
PRODUCTO :	CRUDOS		
API OBSERVADO	18,260	*API	
TEMPERATURA OBSERVADA	24,2	°C	
PRESIÓN	0	psi	
API corregido @ 15,6 °C	17,4	*API	
DENS. RELAT. @ 15,6 °C	0,9503		
DENSIDAD A 15°C	0,9498	Kg/L	

Figura A4. Corrección de datos de gravedad API en el programa CERCAL

ANEXO B: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA POR DESTILACIÓN, BASADO EN LA NORMA ASTM D-4006.



Figura B1. Equipo para determinar agua por destilación



Figura B2. Baño para determinar agua por destilación

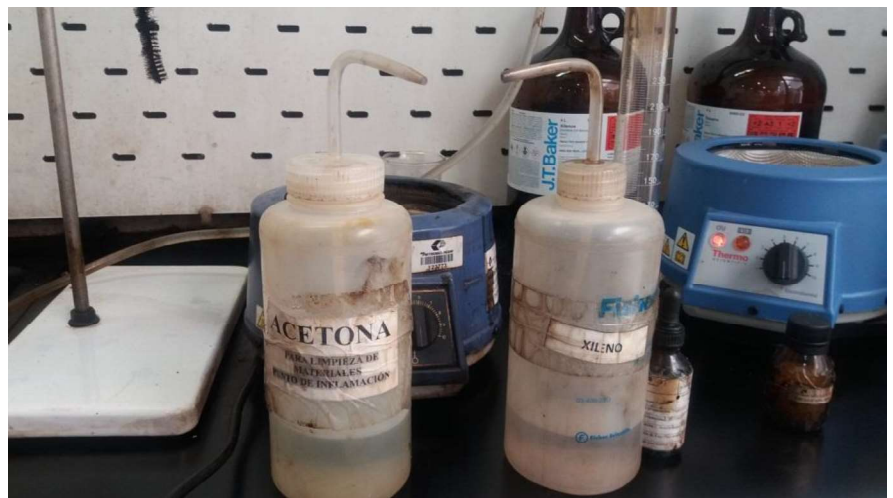


Figura B3. Sustancias para determinar agua por destilación

ANEXO C: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN, BASADO EN LA NORMA ASTM D-473

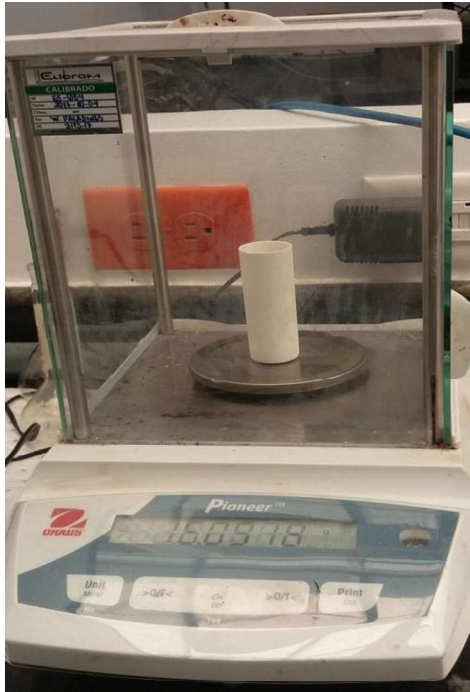


Figura C1. Dedal para muestra en balanza calibrada.

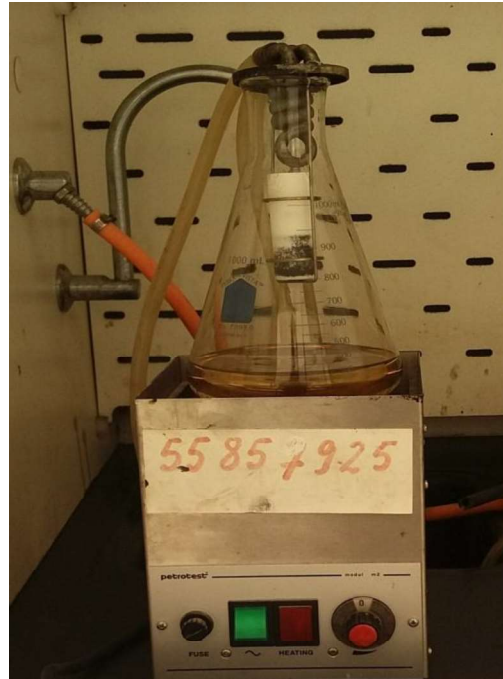


Figura C2. Equipo para determinar sedimentos por extracción.



Figura C3. Dedales en material de secado



Figura C4. Dedal en mufla

ANEXO D: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS POR CENTRIFUGACIÓN, BASADO EN LA NORMA ASTM D-4007.



Figura D1. Baño térmico



Figura D2. Zanahorias con muestra



Figura D3. Muestras en centrífuga

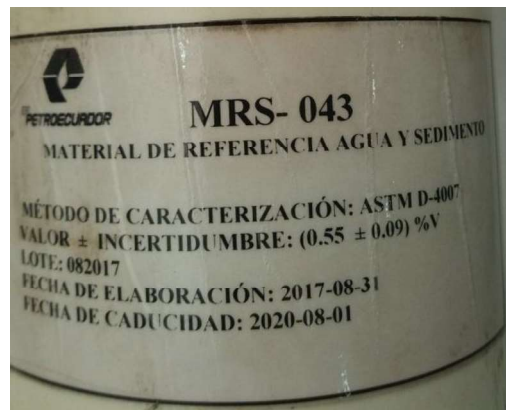


Figura D4. Crudo de referencia

Leer y registrar el volumen de agua y sedimento en el fondo de cada tubo, siguiendo las siguientes aproximaciones:

Graduación	Aproximación	Decimales
0.1 a 1 ml	0.05 ml	2 cifras decimales
> 1.0 ml	0.1 ml	1 cifra decimal
< 0.100ml	0.025 ml	3 cifras decimales

Figura D5. Aproximaciones de lectura en la prueba

ANEXO E: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE VAPOR REID, BASADO EN LA NORMA ASTM D-323.



Figura E1. Bala con muestra



Figura E2. Hielo para enfriar



Figura E3. Equipo para determinar presión de vapor reid



Figura E4. Termocupla de equipo

ANEXO F: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR EL PUNTO DE VERTIDO, BASADO EN LA NORMA ASTM D-97.



Figura F1. Análisis de muestra



Figura F2. Crudo napo a ser evaluado



Figura F3. Agitador de muestras antes de realizar el ensayo

ANEXO G EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA EN LÍQUIDOS OSCUROS, BASADO EN LA NORMA ASTM D-445.

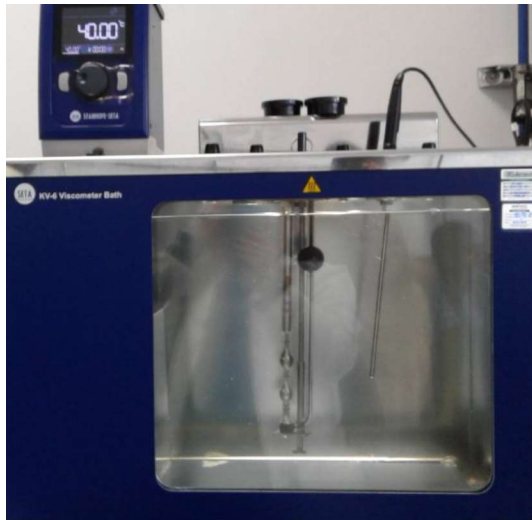


Figura G1. Viscosímetro a 40°C

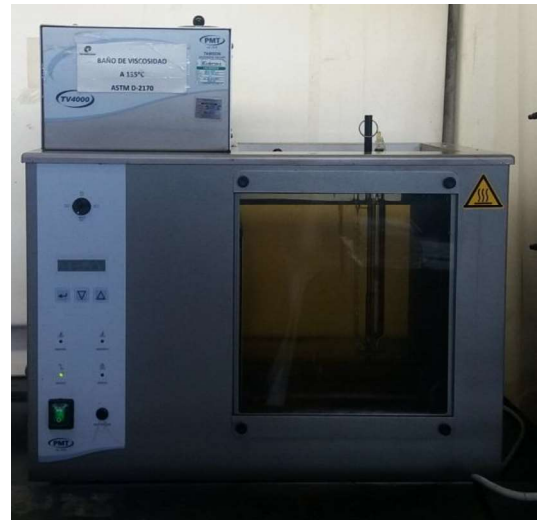


Figura G2. Viscosímetro a 50°C



Figura G3. Secador de capilares



Figura G5. Viscosímetro con cronómetro



Figura G4. Capilar con muestra

ANEXO H: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR RESIDUOS DE CARBÓN CONRADSON, BASADO EN LA NORMA ASTM D-189.

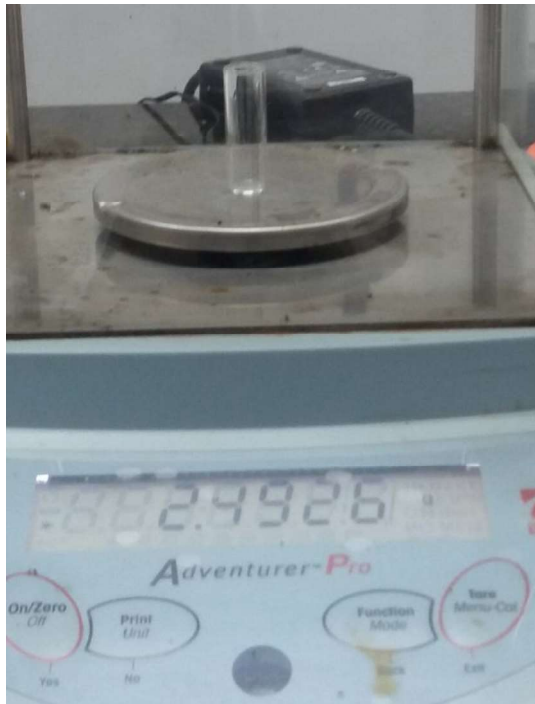


Figura H1. Peso del vial

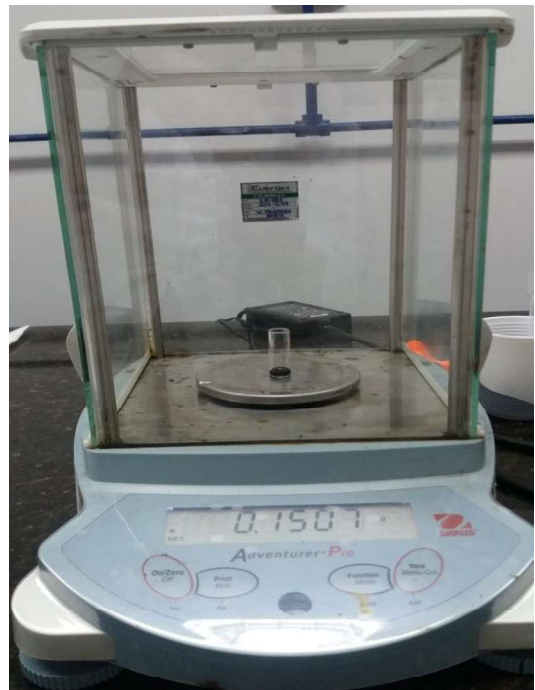


Figura H2. Vial con muestra



Figura H3. Materiales para prueba



Figura H5. Viales en canasta de equipo



Figura H4. Equipo para determinar residuos de carbón

ANEXO I: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE SAL EN PETRÓLEO CRUDO, BASADO EN LA NORMA ASTM D-3230.



Figura I1. Balón aforado con muestra



Figura I2. Muestra en vaso de precipitación



Figura I3. Calentando muestra



Figura I4. Equipo que determina sal

ANEXO J: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE ASFALTENOS, BASADO EN LA NORMA ASTM D-3279.



Figura J1. Muestra en plancha de calentamiento



Figura J2. Equipo de filtrado



Figura J3. Filtrando muestra

ANEXO K: EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AZUFRE EN EL PETRÓLEO, BASADO EN LA NORMA ASTM D-4294.

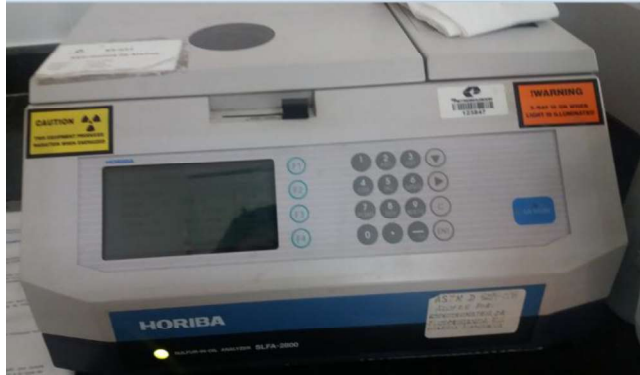


Figura K1. Equipo para determinar contenido de azufre



Figura K2. Muestras listas para prueba

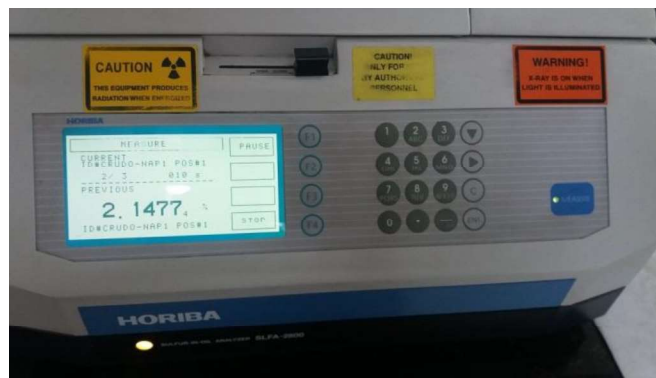


Figura K3.Equipo realizando prueba

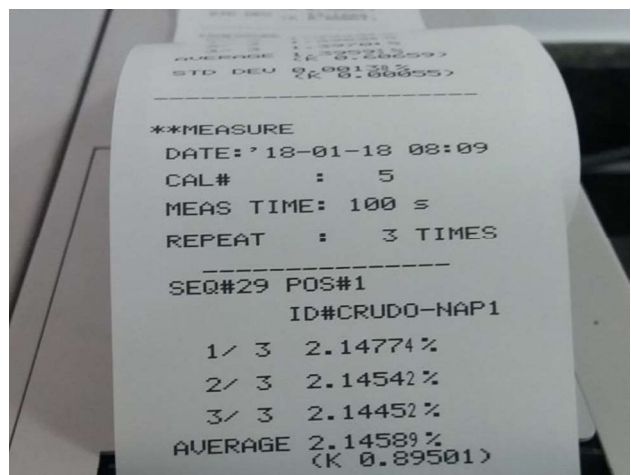
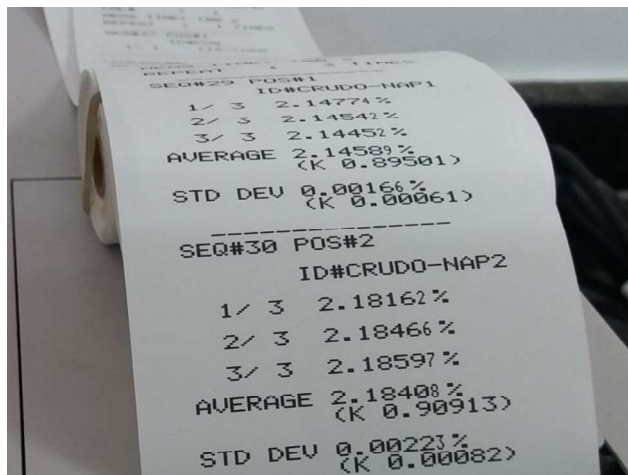


Figura K4. Reporte de resultados de contenido de azufre

Tabla 23. Curvas de Calibración para Análisis de Azufre ASTM- D4294

Número de curva	Rango de análisis	Tiempo de medición (s)	Número de repeticiones	Productos analizar
1	75 mg/Kg-1000mg/Kg	300	3	Naftas, Gasolinas Súper y Extra
2	75 mg/Kg-1000mg/Kg	300	3	Diésel Premium, Jet A-1
3	0,1%-1,0%	100	3	Crudos livianos, diluyentes
4	1000 mg/Kg-10000mg/Kg	100	3	Crudo carga, Crudo Napo
5	1%-4%	100	3	

Fuente. EP Petroecuador, 2018