

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**CARACTERIZACIÓN FÍSICO-QUÍMICA DEL CRUDO ORIENTE EN
LA REFINERÍA ESTATAL ESMERALDAS.**

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

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO EXPERIMENTAL

MÓNICA PATRICIA BASTIDAS ULCUANGO

monypaty74@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. IGNACIO BLADIMIR CERÓN GUERRA

ignacio.ceron@epn.edu.ec

Quito, septiembre 2018

DECLARACIÓN

Yo Mónica Patricia Bastidas Ulcuango, 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.

MÓNICA PATRICIA BASTIDAS ULCUANGO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mónica Patricia Bastidas Ulcuango, bajo mi supervisión.

MSc. IGNACIO CERÓN GUERRA

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme conocerlo y mejorar mi vida con su palabra; y por bendecirme con sabiduría, salud y vida.

A mis Padres por haberme formado como una mujer fuerte, apoyarme en todas las etapas de mi vida.

A mi esposo por apoyarme incondicionalmente en todo momento.

A mis hermanas Jéssica y Gilary por apoyarme emocionalmente y comprenderme durante mi vida estudiantil.

A la Escuela Politécnica Nacional, a la facultad de ingeniería en Geología y Petróleos por formarme en la parte académica con los mejores conocimientos y convertirme en una profesional.

A EP PETROECUADOR por permitirme realizar mi trabajo de titulación en el Departamento de Laboratorio y Control de Calidad de la Refinería Esmeraldas, donde me guiaron con los conocimientos y me facilitaron toda la información y los equipos necesarios. Al personal del laboratorio que me colaboro y me brindo su amistad.

A mi tutor el MSc. Bladimir Cerón por guiarme en el presente trabajo, y proporcionarme la información necesaria para culminar mi carrera estudiantil.

DEDICATORIA

A mi hijo Jahir Jesús por ser la fuerza que impulsa todos mis días, y por llenar mi vida de amor y felicidad con su forma de ser. Tú eres la razón para esforzarme y ser una mejor mujer. Te amo hijo.

A mis padres Leonor y Fermín por enseñarme con su ejemplo buenos valores, por haberme formado una mujer de bien y estar siempre a mi lado. Este logro es también de ustedes, de su arduo trabajo y de su dedicación como padres. Les agradezco por la hermosa familia que me brindaron, por su amor y apoyo incondicional.

A mi esposo Marco, por brindarme su amor y trabajar en equipo para ser mejores.

A mi angelito Derek Isaac (+), por dejarme la enseñanza de ver cada día como una nueva oportunidad para luchar y ser feliz. Conocerme y tenerme a mi lado por esos 8 meses es uno de los recuerdos más lindos.

A mis hermanas Gilary y Jéssica por llenar mi vida con su cariño, por regalarme muchos momentos de felicidad.

A mis abuelitas Yuly (+), y María por su afecto, sus historias y sus enseñanzas valiosas.

A mi familia y amigos que han compartido lindos momentos junto a mí y me han acompañado en los momentos difíciles.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE ANEXOS	XI
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS.....	XIII
RESUMEN	XV
PRESENTACIÓN	XVI
CAPITULO I: REFERENCIAL TEÓRICO	1
1.1 EL PETRÓLEO EN EL ECUADOR.....	1
1.1.1 BREVE HISTORIA DEL PETRÓLEO EN ECUADOR.....	1
1.1.2 CRUDOS QUE SE PRODUCEN EN EL ECUADOR	3
1.2 COMPOSICIÓN DE LOS PETROLEÓS CRUDOS.....	5
1.3 ELEMENTOS ESCENCIALES DEL PETRÓLEO CRUDO.....	5
1.3.1 CONSTITUYENTES PUROS.....	5
1.3.1.1 Hidrocarburos.....	5
1.3.1.2 Compuestos distintos de hidrocarburos	7
1.3.2 COMPUESTOS INDEFINIDOS QUÍMICAMENTE.....	9
1.3.2.1 Asfaltenos.....	9
1.3.2.2 Resinas	10

1.4	CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS CRUDOS	10
1.4.1	CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS SEGÚN SU CARÁCTER DOMINANTE A PARTIR DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS GLOBALES	10
1.4.2	CLASIFICACIÓN DEL CRUDO POR EL TIPO DE HIDROCARBUROS	11
1.4.3	EVALUACIÓN DE LOS PETRÓLEOS CRUDOS	12
1.5	PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS GLOBALES DE LOS CRUDOS DE PETRÓLEO LIGADAS AL TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y AL PRECIO	13
1.5.1	DENSIDAD	13
1.5.2	CONTENIDO EN AGUA	15
1.5.3	CONTENIDO DE SEDIMENTOS	16
1.5.4	CONTENIDO DE ASFALTENOS	16
1.5.5	CONTENIDO DE AZUFRE	17
1.5.6	CONTENIDO DE NITRÓGENO	18
1.5.7	CONTENIDO DE SAL	18
1.5.8	NÚMERO DE ÁCIDO	20
1.5.9	PRESIÓN DE VAPOR REID	21
1.5.10	PUNTO DE ESCURRIMIENTO	21
1.5.11	RESIDUO CARBONOSO	22
1.5.12	VISCOSIDAD CINEMÁTICA EN LÍQUIDOS OSCUROS	22
CAPÍTULO 2: PARTE EXPERIMENTAL		24
2.1	DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD Y GRAVEDAD API DE CRUDOS POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO	24
2.2	DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN CRUDO POR DESTILACIÓN	26
2.3	DETERMINACIÓN DE SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN EN CRUDOS	29

2.4	DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO POR CENTRIFUGACIÓN	31
2.5	DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS EN CRUDO	35
2.6	DETERMINACIÓN DE AZUFRE TOTAL EN PETRÓLEO POR ESPECTROMETRIA DE ENERGIA DISPERSIVA DE FLUORESCENCIA DE RAYOS X.....	36
2.7	DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE NITRÓGENO EN EL CRUDO.....	39
2.8	DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE SAL EN EL CRUDO.....	41
2.9	DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE ÁCIDO EN EL CRUDO.....	43
2.10	DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE VAPOR REID DEL CRUDO	45
2.11	DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE ESCURRIMIENTO DEL CRUDO	48
2.12	DETERMINACIÓN DE RESIDUOS DE CARBÓN EN EL CRUDO.....	49
2.13	DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DEL CRUDO	52
CAPÍTULO 3: DATOS EXPERIMENTALES, CÁLCULOS Y RESULTADOS		55
3.1	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DE LA DENSIDAD Y GRAVEDAD API DEL CRUDO POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO.....	55
3.2	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE AGUA EN CRUDO POR DESTILACIÓN	57
3.3	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN EN CRUDOS.....	58
3.4	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO PARA LA DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EXPERIMENTAL Y TEÓRICO EN CRUDO	59

3.5	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS	60
3.6	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE AZUFRE TOTAL EN CRUDO	61
3.7	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE NITRÓGENO TOTAL EN CRUDO.....	62
3.8	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE SAL EN CRUDO	62
3.9	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL NÚMERO DE ÁCIDO DEL CRUDO.....	62
3.10	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DE LA PRESIÓN DE VAPOR REID DEL CRUDO	63
3.11	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL PUNTO DE ESCURRIMIENTO	63
3.12	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO RESIDUOS DE CARBÓN EN EL CRUDO	64
3.13	DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA EN EL CRUDO.....	65
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		68
CONCLUSIONES:		68
RECOMENDACIONES:.....		73
BIBLIOGRAFÍA:.....		75
ANEXOS.....		78

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1	CLASIFICACIÓN DEL CRUDO POR EL TIPO DE HIDROCARBUROS	11
TABLA 1.2	PROPIEDADES ANALIZADAS Y SUS RESPECTIVAS NORMAS ASTM	13
TABLA 1.3	CLASIFICACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN FUNCIÓN DE SU DENSIDAD API	14
TABLA 1.4	CLASIFICACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN FUNCIÓN DE SU DENSIDAD API	14
TABLA 1.5	CLASIFICACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN FUNCIÓN DE SU DENSIDAD API	14
TABLA 1.6	CLASIFICACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN FUNCIÓN DE SU DENSIDAD API	14
TABLA 2.1	TIEMPOS DE MONITOREO TÍPICOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AZUFRE	38
TABLA 2.2	CANTIDAD ADECUADA DE MUESTRA, ENSAYO NÚMERO DE ÁCIDO	44
TABLA 3.1	DATOS DE TEMPERATURA OBSERVADA Y CORREGIDA POR EL TERMÓMETRO ASTM 12C	55
TABLA 3.2	DATOS DE GRAVEDAD API OBSERVADA Y CORREGIDA	56
TABLA 3.3	RESULTADO DE GRAVEDAD API, DENSIDAD RELATIVA, DENSIDAD	56
TABLA 3.4	DATOS EN (ML) DE AGUA EN LA TRAMPA, DE AGUA EN EL XILENO Y MUESTRA DEL ENSAYO	57
TABLA 3.5	RESULTADO DE LOS CÁLCULO DE CONTENIDO DE AGUA EN EL CRUDO	58
TABLA 3.6	PESO EN LA BALANZA EN GRAMOS DEL DEDAL, DEDAL CON SEDMIENTOS Y DE LA MUESTRA DE CRUDO	58
TABLA 3.7	RESULTADOS DEL PORCENTAJE EN MASA Y PESO DE LOS SEDIMENTOS E EL CRUDO	59
TABLA 3.8	DATOS DE LAS LECTURAS DE BSW EXPERIMENTALES EN CADA TUBO DE VIDRIO	59
TABLA 3.9	RESULTADO DEL BSW TOTAL EXPERIMENTAL	60
TABLA 3.10	PESO EN LA BALANZA EN GRAMOS DEL PAPEL FILTRO MAS ASFALTENOS, PAPEL FILTRO, MASA DE LA MUESTRA	61
TABLA 3.11	RESULTADO DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS PORCENTAJE EN PESO	61
TABLA 3.12	RESULTADO DEL AZUFRE TOTAL EN CRUDO	61
TABLA 3.13	RESULTADO DEL NITRÓGENO TOTAL EN CRUDO	62
TABLA 3.14	RESULTADO DEL CONTENIDO DE SAL EN CRUDO	62
TABLA 3.15	RESULTADO DEL NÚMERO DE ÁCIDO	62
TABLA 3.16	RESULTADO DE LA PRESIÓN DE VAPOR DE REID	63
TABLA 3.17	RESULTADO DEL PUNTO DE ESCURRIMIENTO	63
TABLA 3.18	PESO EN GRAMOS DEL VIAL, DE LA MUESTRA Y DE LOS RESIDUOS DE CARBÓN MÁS EL VIAL	64

TABLA 3.19	RESULTADO DEL RESIDUO DE CARBONO EN EL CRUDO	65
TABLA 3.20	VISCOSIDAD, TEMPERATURA A 30°C.....	66
TABLA 3.21	VISCOSIDAD, TEMPERATURA A 40°C.....	66
TABLA 3.22	VISCOSIDAD, TEMPERATURA A 50°C.....	66
TABLA 3.23	RESULTADO DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 30°C ,40 °C Y 50 °C.....	66
TABLA 3.24	CUADRO DE RESUMEN DE RESULTADOS DE LOS ENSAYOS	67

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1	CANTIDAD DE LA MUESTRA PARA CONTENIDO DE AGUA ESPERADO.....	27
FIGURA 2.2	DIVISIONES DEL TUBO DE VIDRIO PARA BSW	34
FIGURA 2.3	CURVAS DE CALIBRACIÓN PARA ANÁLISIS DE AZUFRE	38
FIGURA 2.4	GUÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE LA MUESTRA PARA EL ENSAYO RESIDUOS DE CARBÓN	51
FIGURA 3.1	CÁLCULO DE LA GRAVEDAD API A TEMPERATURA ESTANDAR (60°F) EN EL PROGRAMA CERCAL	55
FIGURA 3.2	CÁLCULO DE LA GRAVEDAD API A TEMPERATURA ESTANDAR (60°F) EN EL PROGRAMA CERCAL	56

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO NO. 1	EL ASFALTO	79
ANEXO NO. 2	MUESTRA Y AGITADOR ELÉCTRICO UTILIZADOS EN TODOS LOS 13 ENSAYOS REALIZADOS.....	81
ANEXO NO. 3	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD API DE CRUDOS POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO	82
ANEXO NO. 4	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN CRUDO POR DESTILACIÓN	83
ANEXO NO. 5	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN EN CRUDOS	85
ANEXO NO. 6	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO POR CENTRIFUGACIÓN.....	87
ANEXO NO. 7	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS EN CRUDO	89
ANEXO NO. 8	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE AZUFRE TOTAL EN PETRÓLEO POR ESPECTROMETRIA DE ENERGIA DISPERSIVA DE FLUORESCENCIA DE RAYOS X.....	91

ANEXO NO. 9	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE NITRÓGENO EN EL CRUDO	93
ANEXO NO. 10	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE SAL EN EL CRUDO.....	94
ANEXO NO. 11	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE ÁCIDO.....	96
ANEXO NO. 12	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE VAPOR REID DEL CRUDO	97
ANEXO NO. 13	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE ESCURRIMIENTO.....	99
ANEXO NO. 14	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE RESIDUOS DE CARBÓN EN EL CRUDO	100
ANEXO NO. 15	EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DEL CRUDO	102

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

Símbolo	Significado	Dimensiones
API	Instituto Americano del Petróleo	-
°API	Grados API del petróleo	-
ASTM	Sociedad Americana para pruebas y materiales	-
Bbl	Barriles	L^3
BSW	Contenido de agua y sedimentos	-
°C	Grados Centígrados	Θ
°F	Grados Fahrenheit	Θ
g	Gramo	M
g/cm^3	Gramo por centímetro cúbico	M/L^3
Kg	Kilogramo	M
mm	Milímetros	L
ml	Mililitros	L^3
mg	Miligramos	M
mmHg	Milímetros de mercurio	L
mm^2/s	Milímetros cuadrados por segundo	L^2/t
mL/min	Mililitro por minuto	L^3/t
n	Número de ensayos realizados al crudo carga en distintos días	-
Lbs	Libras	M
L	Litro	L^3
Kg/L	Kilogramo por litro	M/L^3

KPa	Kilopascales	M/Lt ²
ppm	Partes por millón	-
ppmw	Partes por millón en peso	-
PSI	Libra de fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
plg	Pulgadas	L
ptb	Libras de sal por cada mil barriles	M/L ³
s	Segundos	t
%	Porcentaje	-
% m/m	Porcentaje masa - masa	-

RESUMEN

El conocimiento previo de la composición física y química de los constituyentes del petróleo crudo ayudan a la toma de decisiones y un buen escogimiento de tubulares, valvulería, instrumentos y equipos adecuados para garantizar la calidad de los mismos y un buen transporte, almacenamiento y procesamiento del crudo. Este conocimiento es importante también para proteger la integridad de los trabajadores en la industria petrolera y del medio ambiente.

El presente trabajo indica el desarrollo de 13 ensayos basados en normas ASTM, realizados al crudo carga de la Refinería Estatal Esmeraldas para su caracterización físico – química. Las características que se evalúan son gravedad específica y densidad, contenido de agua por destilación, contenido de sedimentos por extracción, contenido de agua y sedimentos, contenido de azufre, contenido de asfaltenos, contenido de nitrógeno, contenido de sal, número ácido, presión de vapor, punto de vertido, residuos carbonosos, y viscosidad cinemática en líquidos oscuros.

La muestra para el análisis, se obtuvo en la línea de flujo que transporta el crudo al tanque de almacenamiento 8002, que es de los primeros tanques donde llega el crudo de la estación de Balao. El muestreo se realizó a las 9:00 am adquiriendo una cantidad de dos galones que posteriormente fueron almacenados a condiciones de temperatura y presión adecuadas.

En el primer capítulo se detallan los conceptos básicos y la importancia de conocer cada propiedad orientada al transporte almacenamiento, trasiego y procesamiento del crudo, para tener un mejor entendimiento de que elementos vamos analizar en cada ensayo y las desventajas de cada una de ellas en la industria petrolera.

En el segundo capítulo se describen los materiales, instrumentación y equipos necesarios para la ejecución de cada uno de los ensayos. El procedimiento detallado paso a paso para la ejecución del ensayo y obtención de los resultados.

En el tercer capítulo se presenta los datos obtenidos de cada ensayo, ecuaciones y cálculos, y los resultados de cada ensayo. El número de repetitividad para cada ensayo fue de 3 veces y los resultados finales son un promedio de los tres datos obtenidos.

En conclusiones se indican porque es importante el conocimiento de cada propiedad analizada y la caracterización del crudo de acuerdo con el resultado obtenido. Las recomendaciones indican consideraciones a realizar para un buen resultado de los ensayos.

PRESENTACIÓN

En el país se han producido varios accidentes en la industria petrolera como derrames de crudo, mal diseño de facilidades en superficie, incendio parcial de las refinerías, daños de tubulares, explosiones entre otros como consecuencia de no tener el conocimiento previo del tipo de crudo y de sus características físico-químicas; que perjudican la actividad hidrocarburífera, al medio ambiente y la economía del país. Por estos motivos se plantea el presente estudio para caracterizar y evaluar el crudo carga de la Refinería Estatal Esmeraldas, realizando 13 ensayos basados en las normas ASTM.

El estudio previo del crudo permitirá a los profesionales escoger una adecuada tecnología de materiales con tipos de aceros apropiados para un determinado petróleo, con el propósito de prevenir el efecto de oxidación, liqueo, escala y obstrucción que afecta directamente la vida útil de los tubulares, valvulería, instrumentación y los equipos. Problemas que implican pérdidas económicas e impactos ambientales negativos. El conocimiento de las propiedades es de gran importancia ya que permitirá a los profesionales una buena toma de decisiones en cada etapa del procesamiento del crudo.

La finalidad del presente estudio es disminuir e inclusive eliminar accidentes, mala toma de decisiones conociendo las propiedades físicas y químicas del crudo, lo que permitirá realizar un buen diseño de facilidades en superficie para el transporte, manipulación, almacenamiento, trasiego y procesamiento.

Este estudio previo del crudo basado en las normas ASTM reducirá al mínimo los residuos de petróleo, evitará complicaciones futuras y reducirá costos operativos que generarán una mayor rentabilidad para la empresa.

El conocimiento de las características físico - químicas del crudo tiene gran importancia también en el ámbito comercial, debido a que permiten medir con precisión los volúmenes netos de crudo real en las ventas, los impuestos, los intercambios y las transferencias de custodia.

El presente trabajo es de gran utilidad en el ámbito académico, debido a que los estudiantes acceden a información de los ensayos como conocimiento general y los beneficios del conocimiento de cada uno; los datos del crudo Oriente obtenidos sirven como dato referencial para trabajos posteriores.

CAPITULO I

REFERENCIAL TEÓRICO

1.1 EL PETRÓLEO EN EL ECUADOR

1.1.1 BREVE HISTORIA DEL PETRÓLEO EN ECUADOR

La historia de petróleo en el Ecuador comienza a inicios del siglo XX, en la Península de Santa Elena donde se desarrollaron las primeras actividades hidrocarburíferas; y posteriormente en la región Amazónica se realizaron exploraciones con un exitoso encuentro de crudo, que dieron como resultado un auge de perforaciones y explotaciones de forma organizada y sistemática con beneficios para el país. En la búsqueda de petróleo en el país suscitaron varios acontecimientos y se mencionan los más importantes.

Se conoce que a mediados del siglo XIX ya se tenían datos de la existencia de petróleo en Ecuador, pues fue el geógrafo ecuatoriano Manuel Villavicencio, en 1858, quién relata en su obra “Geografía sobre el Ecuador” que en la Región Amazónica existía asfalto y alquitrán en el Río Hollín y en los manantiales salitrosos de la Cordillera de Cutucú, provincia de Morona Santiago (Petroecuador, 2013).

En 1886 se expide el primer Código de Minería y 4 años más tarde en 1890 el Congreso realizó una reforma del mismo. Posteriormente en 1911, se importaron desde Inglaterra los primeros equipos manuales de perforación a percusión y en este mismo año se realiza otra reforma al Código de Minería (Petroecuador, 2013).

En la provincia de Santa Elena en 1911, se realizó la perforación del pozo exploratorio Ancón 1 el que arrojó un crudo de 32 grados API, a cargo de la compañía inglesa Anglo Ecuatorian Oil Fields. Durante cerca de cuarenta años, desde 1928 hasta 1959, la explotación de crudo se concentró en la península de Santa Elena (Petroecuador, 2013).

En 1937, se promulgó una nueva Ley de Petróleos que facilitaba la apertura ilimitada del país a empresas extranjeras (Petroecuador, 2013).

En 1940, Anglo Ecuatorian Oilfields construyó la refinería La Libertad con dos plantas de destilación para procesar un crudo de 28,5 °API y mil barriles de crudo por día (Petroecuador, 2013).

En 1967 se declaró que los yacimientos de la provincia de Santa Elena estaban casi agotados, debido a esto se determinó que a partir de esta fecha en esta provincia se dedicarán a la refinación del crudo (Petroecuador, 2013).

Es importante mencionar que, en todo el periodo de explotación, la producción de la Península sirvió únicamente para atender el abastecimiento interno (Petroecuador, 2013).

El 29 de marzo 1967 se perfora el pozo Lago Agrio 1 en la región Amazónica con un exitoso encuentro de crudo de 29 grados API, que daría lugar a grandes descubrimientos y avances de las actividades hidrocarburíferas de la región (Petroecuador, 2013).

El 23 de Junio de 1972 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), entidad que se encargó de manejar todas las fases de la industria petrolera: exploración, explotación, industrialización y comercialización. Por primera vez en su historia, el país pasó a manejar todas las actividades en ejercicio de un legítimo derecho de la soberanía frente a la acción de las transnacionales (Petroecuador, 2013).

El 19 de noviembre de 1973, Ecuador ingreso en calidad de miembro titular a la Organización de Países Explotadores de Petróleo (OPEP), se retiró en 1992 y volvió a integrar esta organización en el 2007 (Petroecuador, 2013).

El 19 de marzo de 1974, se adjudicó la construcción de la Refinería Esmeraldas al consorcio japonés Sumitomo Chiyoda, y en marzo de 1977 se inauguró la Refinería Estatal Esmeraldas; en los años 1987 y 1997 se realizó una ampliación de sus instalaciones y en el 2015 tuvo una repotenciación (Petroecuador, 2013).

En 1981, inició las operaciones la planta de Gas del Complejo Industrial Shushufindi, y años más tarde se complementa con la Refinería 1 en 1987 y con la Refinería2 en 1995 (Petroecuador, 2013).

El 26 de septiembre de 1989 se creó la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador) en reemplazo de CEPE, y se conformó un Holding es decir, una matriz y seis Filiales: tres permanentes: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial y tres temporales: Petropeninsula, Petroamazonas y Petrotransporte. Petroecuador amplió la capacidad de operación de las refinerías, el almacenamiento de petróleo y derivados, tanto en plantas refinadoras como en terminales, e incursionó en la venta de gasolinas al construir la primera gasolinera propia (Petroecuador, 2013).

En las décadas de 1980 y 1990, se produjo la caída de los precios de petróleo en Ecuador lo que significó varios impactos negativos en la economía del país (Petroecuador, 2013).

En la década de los 90s, existe una estabilización del precio del petróleo y la situación financiera del Fisco depende de un 47 % de los recursos petroleros (Petroecuador, 2013).

En abril del 2010, después de 21 años como empresa estatal Petroecuador se convirtió en empresa Pública mediante el decreto ejecutivo No. 315. Con dicho esquema jurídico la empresa dejó de ser holding y pasó a ser una sola empresa, con autonomía administrativa, operativa y patrimonio propio (Petroecuador, 2013).

Enero del 2013, EP Petroecuador experimentó una nueva estructura, para asumir las operaciones de refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos; y traspasó las operaciones relacionados con upstream a la Empresa Pública Petroamazonas (Petroecuador, 2013).

En la actualidad, PETROECUADOR es la institución encargada de mejorar la administración de los recursos petroleros estatales, dinamizar la industria hidrocarburífera y realizar investigaciones y avances tecnológicos para acrecentar los beneficios económicos al país cuidando el medio ambiente.

La refinería Esmeraldas actualmente tiene una capacidad de procesamiento de 110.000 barriles diarios de crudo, y al momento es la más grande del país. La refinería ubicada en la provincia de Esmeraldas posee un departamento de Laboratorio y Control de Calidad con 23 métodos acreditados.

1.1.2 CRUDOS QUE SE PRODUCEN EN EL ECUADOR

En Ecuador se explota petróleo en dos zonas, en la Amazonía y en la región Litoral.

1.1.2.1 Explotación en el Litoral

Los primeros descubrimientos fueron hechos por los indígenas de la costa sur ecuatoriana, en la provincia de Santa Elena, donde el petróleo se encuentra almacenado en areniscas de edad neogénica, y las trampas petrolíferas son principalmente de fallas y estratigrafías (Petroecuador, 2013).

Es en la región litoral, en donde comienzan las actividades hidrocarburíferas y en sus inicios se caracterizó por entregar concesiones dádivasas y privilegios a compañías extranjeras. En los primeros años la explotación de los yacimientos abastecían el consumo interno, y con el tiempo estos yacimientos se agotaron (Petroecuador, 2013).

Actualmente en esta región, se extrae un crudo de 33° API en promedio de la Península de Santa Elena aunque en pequeña cantidad y gas natural en el Golfo de Guayaquil (Petroecuador, 2013).

1.1.2.2 Explotación en la Amazonía

En la Amazonía ecuatoriana existe una de las cuencas subandinas más complejas, desde el punto de vista científico y económico. Se ubica entre la cordillera de Los Andes y los escudos guayanés y brasileño; tiene una dirección norte-sur. En la región nororiental, las arenas saturadas de asfalto y petróleo pesado se muestran a lo largo de las riveras de los ríos Hollín, Jodachi y Napo (Paladines, 2005).

Según (Paladines, 2005), “Los yacimientos petrolíferos de la Amazonía ecuatoriana son de edad cretácica, la roca almacén está constituida por areniscas de la formación Hollin y por los niveles superiores de areniscas localizadas de preferencia en la parte inferior de las formaciones Napo y Tena; la roca madre posiblemente es de formación Napo. Las trampas petrolíferas están constituidas por estructuras de pliegues sencillos anticlinales y por fallas; las trampas estratigráficas tienen un gran potencial de desarrollo”.

En el año 1921, se realizó la primera concesión en la Amazonía a la compañía extranjera Leonard Exploration Company de Nueva York, quién tenía derechos por 50 años de un área de 25 mil kilómetros cuadrados para estudiarla y explotarla, pero esta concesión se canceló a los 16 años de actividad debido a que la compañía se niega a pagar una deuda al Estado.

En la Amazonía empezó la nueva era petrolera para el país con el pozo Lago Agrio 1. La bonanza petrolera de los años setenta se debió al descubrimiento y la explotación de ricos yacimientos petrolíferos en la Región Amazónica.

Actualmente en nuestro país se explotan varios crudos, pero debido a que hasta antes del 2003 el Ecuador solo disponía de un oleoducto para transportar el petróleo, entonces a la mezcla de estos crudos se la denominó con un solo nombre: “crudo Oriente” y es el que se conocía a nivel internacional para efectos de comercialización; pero también ahora existe el crudo Napo.

El crudo Oriente tiene 26° API en promedio, pero inicialmente era un crudo liviano de 29° API sin embargo se fue agotando. El crudo Napo es un crudo semipesado, de 19° API aproximadamente.

El crudo Oriente proviene de dos plays de la Cuenca Oriente, el play o corredor Central y el play Oriental. En el play Central el crudo procede de los campos Auca – Auca Sur, Culebra – Yulebra – Anaconda, Sacha, Shushufindi – Aguarico; y en el play Oriental del campo Cuyabeno-Sansahuari (Paladines, 2005).

En la actualidad los campos menores en producción de crudo mediano son los campos Blanca con 23,8 °API, Tipishca con 25,5 °API, Arazá con 27,8 °API, Pata con 22,7 °API, y Drago con 27 °API. Los campos mencionados están situados en la región Amazónica del Ecuador (Petroamazonas EP, 2017).

1.2 COMPOSICIÓN DE LOS PETROLEÓS CRUDOS

Los petróleos crudos son una mezcla compleja de hidrocarburos naturales y otros componentes, que se pueden encontrar en estado sólido, líquido o gaseoso y que con cambios de temperatura y presión pueden pasar de un estado a otro.

El crudo tiene una composición elemental orgánica de carbono, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno, azufre, otros metales, además de sedimentos inorgánicos y agua. Los porcentajes elementales van del 80 al 90% de carbono, del 8 al 14% de hidrógeno, hasta 2% de nitrógeno y 3% de azufre y menos del 5% de otros metales.

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, lo cual lleva al diseño de métodos de análisis y procesamiento acorde con la complejidad del crudo y considerando los productos que se desea obtener (Wauquier, 2004).

En general, es posible agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro grupos orgánicos bien definidos, a saber: a) Saturados, b) Aromáticos, c) Resinas y d) Asfaltenos; este conjunto es conocido como SARA. El conjunto de resinas más aromáticos y parafínicos es conocido como maltenos. Y el conjunto de maltenos más asfaltenos es conocido como crudos (Wauquier, 2004).

La composición de los crudos varía dependiendo del lugar donde se han formado. Las diferencias entre unos y otros crudos se deben a las distintas fracciones de hidrocarburos y la variación en la concentración de los elementos (Wauquier, 2004).

La complejidad de los petróleos crudos, a más de su composición, está en las variaciones de un campo a otro y aún dentro de un mismo yacimiento.

La caracterización física y química de estas mezclas tan complejas se dificulta aún más porque los petróleos no son soluciones puras sino comúnmente contienen compuestos coloidales en suspensión, sólidos dispersos y agua emulsionada (Wauquier, 2004).

1.3 ELEMENTOS ESCENCIALES DEL PETRÓLEO CRUDO

1.3.1 CONSTITUYENTES PUROS

1.3.1.1 Hidrocarburos

Los hidrocarburos constituyen los elementos esenciales del petróleo, son compuestos orgánicos que están conformados únicamente por moléculas de

carbono e hidrógeno; y se dividen en varias familias químicas según su estructura. Todas estas estructuras están basadas en la tetravalencia del carbono (Wauquier, 2004).

Hidrocarburos alifáticos saturados, alcanos o parafinas

De acuerdo con (Wauquier, 2004), “Están constituidos por una cadena de átomos de carbono enlazados cada uno de 0 a 3 átomos de hidrógeno, excepto el metano que es la más sencillo. Cada carbono está ligado siempre a otros cuatro átomos de carbono o hidrógeno; y su fórmula general es: C_nH_{2n+2} .”

Las parafinas normales o n–alcanos, tienen una estructura de cadena recta y su fórmula desarrollada es $CH_3 - (CH_2)_n - CH_3$.

Las isoparafinas o isoalcanos, se forman cuando los átomos de hidrógeno pueden ser sustituidos por carbonos o cadenas hidrocarbonadas. Un ejemplo de estos es el isopentano.”

Hidrocarburos cíclicos saturados, cicloalcanos o naftenos

Los cicloalcanos son alcanos que tienen los extremos de la cadena unidos, formando un ciclo; y poseen dos hidrógenos menos que el alcano del que derivan.

Así lo manifiesta (Wauquier, 2004), “En estos hidrocarburos hay una ciclación total o parcial del esqueleto carbonado. El número de átomos de carbono del anillo formado puede ser variable.

En los petróleos crudos, los anillos más frecuentes son de cinco a seis átomos de carbono. En estos anillos, cada átomo de hidrógeno puede ser sustituido por una cadena parafínica recta o ramificada.

La fórmula general de los cicloalcanos de un solo ciclo es C_nH_{2n} .

Existen cicloalcanos formados por 2, 3, 4... anillos condensados y su fórmula general es C_nH_{2n-2} .

En los cicloalcanos de 4 y 5 anillos, se encuentran hidrocarburos que han conservado, en parte, la estructura de la materia viva en el origen de la formación de petróleo.”

Hidrocarburos aromáticos

Se encuentran en una gran proporción en los crudos de petróleo, y son hidrocarburos cíclicos poliinsaturados. Dependiendo de la estructura de su fórmula cambian las propiedades, así por ejemplo la presencia de uno o más ciclos con tres enlaces dobles conjugados atribuyen notables propiedades. Por ello los primeros compuestos como el benceno, tolueno y xileno, son materias primas de la petroquímica que ayudan a aumentar el número de octanos en las

gasolinas, mientras que los homólogos superiores en general producen problemas de distintos tipos (Wauquier, 2004).

Su fórmula general es C_nH_{2n-6} .

La base elemental común de estos hidrocarburos es el anillo de benceno (fórmula Kekulé).

Para formar los alquiloaromáticos, los distintos átomos de hidrógeno pueden ser sustituidos por radicales alquilo designados por R que representa C_nH_{2n+1} .

Hidrocarburos alifáticos insaturados, oleofinas o alquenos

Según (Wauquier, 2004), “En esta familia de hidrocarburos, algunos de los átomos de carbono de la molécula están unidos sólo a tres átomos, por lo tanto implica la presencia de uno o varios dobles enlaces carbono-carbono.”

Las oleofinas se encuentran en mínimas cantidades en los petróleos crudos o en productos de destilación directa; sin embargo pueden estar presentes en productos del refino especialmente en las fracciones procedentes de los procesos de conversión de fracciones pesadas, ya sean térmicos o catalíticos.

Los primeros componentes de esta familia son también materias básicas de mucha importancia en la petroquímica.

Otros hidrocarburos

Son hidrocarburos que no están presentes en el petróleo crudo y si en algún caso lo están es solo como trazas (Wauquier, 2004).

1.3.1.2 Compuestos distintos de hidrocarburos

El petróleo crudo contiene varios componentes, en esta categoría se encuentran las moléculas que contienen átomos distintos al carbono y al hidrógeno, como son los compuestos orgánicos heteroatómicos y compuestos organometálicos.

Compuestos orgánicos heteroatómicos

Compuestos de azufre

El azufre es el heteroátomo más abundante en los petróleos crudos. El contenido de azufre en el crudo varía en los diferentes yacimientos en el rango de 0.03% en peso a valores superiores al 8% en peso, (Rall y col., 1972), e incluso hasta el 30%, (Kropp y Fredorak, 1998).

El contenido de azufre está relacionado con la densidad del crudo y por lo tanto con la calidad del mismo (Wauquier, 2004).

El azufre en los petróleos crudos pueden encontrarse en forma inorgánica: S elemental, ácido sulfhídrico H_2S , sulfuro de carbolino COS ; o puede hallarse formando parte de moléculas orgánicas como: los sulfuros, sulfuros cíclicos, disulfuros, tioles o mercaptanos, y tiofenos.

Han sido identificados en el crudo de petróleo más de 200 compuestos orgánicos con azufre. La distribución y cantidad de tales compuestos orgánicos depende de los distintos yacimientos y de la madurez del crudo, de forma que los más inmaduros químicamente son ricos en azufre y compuestos azufrados no tiofénicos, mientras que los crudos maduros contienen una importante proporción de benzotiofenos y dibenzotiofenos alquilados, de elevado peso molecular.

El azufre es nocivo por varios motivos: olor desagradable, producción de dióxido de azufre SO_2 en la combustión, envenenamiento de catalizadores (Wauquier, 2004).

Compuestos oxigenados

El oxígeno produce la acidez de los crudos; y generalmente se encuentra en menor proporción que el azufre (Wauquier, 2004).

El oxígeno está presente en los siguientes compuestos fenoles, furanos, benzofuranos, ácidos carboxílicos, y esterres.

Compuestos nitrogenados

Así lo manifiesta (Wauquier, 2004), "En los crudos de petróleo, el nitrógeno se encuentra principalmente en fracciones de punto de ebullición superior a $250\text{ }^{\circ}C$, estando principalmente concentrado en las resinas y asfaltenos.

El nitrógeno se encuentra bajo las siguientes formas: amidas, aminas, carbazoles, piridinas.

Después de ciertos procesos de refinado como el craqueo catalítico, se puede encontrar una cierta concentración de nitrógeno en los cortes ligeros que causan problemas como: deteriorar la calidad, provocar inestabilidad en el almacenamiento, coloración parda, formación de gomas, etc."

Compuestos organometálicos

De acuerdo con (Wauquier, 2004), "Son los átomos metálicos como el Níquel y Vanadio, que se encuentran en las fracciones más pesadas como las resinas y asfaltenos. Pertenecen a las moléculas de la familia de las porfirinas, y su base está constituida por un conjunto de cuatro anillos pirrólicos, con el metal en el centro bajo la forma de Ni^{+2} ó VO^{+} ."

1.3.2 COMPUESTOS INDEFINIDOS QUÍMICAMENTE

En las fracciones más pesadas del crudo el análisis del mismo, no es suficiente para aislar y caracterizar perfectamente las moléculas que componen dichas fracciones. Por esta razón se separa estas fracciones pesadas en diferentes clases, dando lugar a definiciones puramente operativas y no en términos de estructuras bien determinadas.

1.3.2.1 Asfaltenos

La estructura elemental de los asfaltenos es muy variada y depende del crudo del cual provienen. Los asfaltenos se obtienen en el laboratorio mediante la precipitación; son sólidos brillantes, negros y cuyo peso molecular puede variar entre 1000 a 100000. La constitución y el rendimiento varían con la naturaleza del disolvente utilizado. Los asfaltenos están presentes en el petróleo crudo como micelas parcialmente disueltas de partículas coloidales dispersas.

A pesar de la diversidad de criterios que se adoptan al definir los asfaltenos, se ha llegado a un consenso al catalogarlos como la fracción de crudo soluble en tolueno ó benceno, e insoluble en un exceso de n-alcano tales como el n-pentano o n-heptano.

La operación industrial de eliminación de asfaltenos de un crudo se realiza con butano o propano. El crudo, separado de su fracción asfáltica, se llama crudo desfaltado y la parte precipitada se llama asfalto.

Los heteroátomos tales como el azufre, nitrógeno, níquel y vanadio se concentran en el asfalto, haciendo de su contenido muy variable según la procedencia del crudo. Estos heteroátomos son los causantes de varios y numerosos problemas en la industria petrolera (Wauquier, 2004).

Según (Wauquier, 2004), “En el seno de los yacimientos de crudo, la propiedad polar de los asfaltenos facilita el mojado de la roca por los hidrocarburos, limitando por lo tanto, la extracción. Igualmente en el curso de la extracción los asfaltenos pueden precipitar, obturando las tuberías. Los asfaltenos son responsables, en parte, de los elevados valores de densidad y viscosidad de los crudos pesados, que dan lugar a difíciles problemas de transporte.”

De acuerdo con (Wauquier, 2004), “La industria del refino por lo general encuentra que la presencia de heteroátomos, ya sea al eliminarlos o al convertir los productos pesados en productos ligeros, provocan problemas de contaminación tales como azufre y nitrógeno, problemas de envenenamiento de catalizadores y corrosión que es la formación de vanadatos metálicos en la combustión.”

1.3.2.2 Resinas

En general las resinas son moléculas con un fuerte carácter aromático, conteniendo heteroátomos de nitrógeno, oxígeno, azufre y a veces níquel y vanadio; y de masa molecular entre 500 y 1000.

Es uno de los cuatro componentes principales del petróleo, junto con los asfaltenos, los aromáticos y los saturados en los cuales se incluyen las ceras. Las resinas, los aromáticos y los saturados también se conocen como maltenos; al someter los maltenos a una cromatografía líquida los productos separados con los disolventes más polares se llaman resinas y su composición depende del método utilizado. La resina contribuye con la adherencia y viscosidad del petróleo pesado (Schumubeger Oilfield Glossary. 2017).

1.4 CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS CRUDOS

La Refinería Estatal Esmeraldas a la presente fecha marzo del 2018, cuenta con 23 métodos acreditados para el análisis de crudo y sus productos derivados que proporcionan una buena información de la calidad de los mismos.

Debido a los numerosos usos del petróleo es necesario un análisis molecular detallado de todas las fracciones obtenidas por destilación. Así, algunos crudos se valoran fundamentalmente por sus fracciones ligeras usadas como carburantes, otros son de interés porque proporcionan aceites lubricantes de calidad y otros porque dan excelentes bases para la formulación de asfaltos de carretera (Wauquier, 2004).

La industria del refino necesita de un análisis molecular para poder interpretar los procesos químicos que se utilizan y evaluar la eficiencia de los procesos sean catalíticos o térmicos.

1.4.1 CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS SEGÚN SU CARÁCTER DOMINANTE A PARTIR DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS GLOBALES

Según (Wauquier, 2004), “Existen diferencias entre la calidad de las diferentes fracciones que se obtienen de la destilación del crudo y las que resultan de sus tratamientos posteriores. Por este motivo es importante clasificarlas de acuerdo a su carácter dominante, es decir, su distribución entre las tres series químicas principales que las forman: parafínica, nafténica y aromática.

Según la reactividad química de estas series, desde el punto de vista molecular, pueden ordenarse así: parafínicas < nafténicas < aromáticas”.

1.4.2 CLASIFICACIÓN DEL CRUDO POR EL TIPO DE HIDROCARBUROS

Parafínicos

Elevados rendimientos en naftas, reducido contenido de azufre y elevados puntos de congelación (Refino Petroquímico, 2016).

Nafténicos

Elevados rendimientos de destilados medios, bajo contenido en azufre y bajo punto de congelación (Refino Petroquímico, 2016).

Asfálticos

Elevado rendimiento en residuo, alto contenido de azufre y metales, y alta viscosidad (Refino Petroquímico, 2016).

TABLA 1.1 Clasificación del crudo por el tipo de hidrocarburos

Petróleos livianos Parafínicos	Petróleos medianos Nafténicos	Petróleos pesados Asfálticos
Muy fluidos	Fluidos	Viscosos
Menos pesados que el agua	Menos pesados que el agua	Espesos Más pesados que el agua
Fáciles de evaporar	Dependiendo de los componentes fácil de evaporar	Fáciles de solidificar
Incoloros	Color marrón, negro	Dejan como residuos asfalto
Alto rendimiento de naftas	Alto rendimiento de destilados medios	Alto rendimiento en residuo
Fácil transporte	Fácil transporte	Difícil transporte
Bajo contenido de azufre	Bajo contenido de azufre	Alto contenido de azufre y metales

Fuente: Refino Petroquímico, 2016

1.4.3 EVALUACIÓN DE LOS PETRÓLEOS CRUDOS

La composición química de petróleo es muy compleja y depende de diferentes factores, debido a esto existen diferentes clases de crudos que muestran considerablemente la diferencia en calidad y cantidad de rendimiento de los diferentes productos limpios.

En la industria petrolera es de vital importancia el conocimiento de las características fisicoquímicas globales de los crudos, debido a que esta información rige la toma de decisiones en su tratamiento inicial, campo de producción, transporte, almacenamiento, refinación y reducirá costos operativos que generarán una mayor rentabilidad.

Un análisis detallado de las propiedades de los productos que se extraen del crudo 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 operatorias, con el fin de satisfacer las exigencias del mercado y los estándares de la industria empleando técnicas de calidad innovadoras para garantizar que las decisiones estén basadas en información confiable y precisa (Wauquier, 2004).

Las diferentes clases de petróleo tienen características físicas y químicas que las distinguen entre sí y caracterizan los crudos. Estas pueden ser: color, olor, densidad, sabor, gravedad específica, contenido de azufre, contenido de agua por destilación, contenido de agua y sedimentos, contenido de sal, punto de vertido, viscosidad, contenido de sedimentos por extracción, residuos carbonosos, contenido de asfaltenos, número de ácido, presión de vapor, contenido de nitrógeno entre otras dependiendo del crudo analizar.

Aunque el perfil químico del crudo evalúa varias y distintas propiedades químicas, las dos propiedades más importantes y determinantes para el precio del crudo son su gravedad API y su contenido de azufre. Un crudo marcador o trazador es aquel cuyo precio sirve como referencia para las transacciones realizadas con otros crudos, se vende o se compra al precio del crudo marcador con un diferencial acordado entre las partes, y referido al API y al contenido de azufre del crudo de venta (GPA, s.f.).

Los petróleos crudos se comercializan en el mundo sobre la base de su perfil químico y tomando como referencia crudos internacionales. Los tres crudos de referencia más difundidos en el mundo y sus principales características son: WTI, West Texas Intermediate petróleo de referencia en el mercado de Estados Unidos: 39,6 °API y contenido de azufre 0,24 %, Brent, North Sea Brent marca la referencia en los mercados europeos: 38,3 °API y contenido de azufre 0,37 %, UAE, Dubai crudo de referencia en Asia: 31 °API y contenido de azufre 2,0 % (GPA, s.f.).

1.5 PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS GLOBALES DE LOS CRUDOS DE PETRÓLEO LIGADAS AL TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y AL PRECIO

A continuación se presenta una tabla de las propiedades que se van analizar en el presente trabajo para la caracterización físico – química del crudo Oriente.

TABLA 1.2 Propiedades analizadas y sus respectivas normas ASTM

PROPIEDAD	NORMA ASTM
API y Densidad	D – 1298
Contenido de agua por destilación	D – 4006
Contenido de sedimentos por extracción	D – 473
Contenido de agua y sedimentos	D – 4007
Contenido de asfaltenos	D – 3279
Contenido de Azufre	D – 4294
Contenido de nitrógeno	D – 5762
Contenido de sal	D – 3230
Número ácido	D – 664
Presión de vapor	D – 323
Punto de escurrimiento	D – 97
Residuos carbonosos	D – 4530
Viscosidad cinemática en líquidos oscuros	D – 445

Elaborado por: Mónica Bastidas

1.5.1 DENSIDAD

La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. La densidad se expresa frecuentemente en grados API (Wauquier, 2004).

La densidad tiene gran importancia en el ámbito comercial, debido a que es utilizada como la medida de volumen o peso para la carga y la descarga del crudo y sus derivados; la cotización de los crudos depende en parte de esta propiedad.

La medida de la densidad está definida por la norma ASTM D – 1298. La gravedad API varía en forma inversa a la densidad es decir, cuánto más liviano es el material, más alta es la gravedad API.

Generalmente, se clasifican los crudos de petróleo en función de la densidad en cuatro categorías como se muestran en las siguientes tablas de diferentes fuentes.

TABLA 1.3 Clasificación de petróleo crudo en función de su densidad API

Tipo de Crudo	°API
Crudos Ligeros	30 – 50
Crudos Medianos	20 – 30
Crudos Pesados	10 – 20
Crudos Extrapesados	< 10

Fuente: WAUQUIER, J. El Refino del Petróleo, Petróleo Crudo, Productos Petrolíferos, Esquemas de Fabricación. Diaz de Santos. p.314

TABLA 1.4 Clasificación de petróleo crudo en función de su densidad API

Tipo de Crudo	°API
Crudos Ligeros	Mayores a 31,1
Crudos Medianos	22,3 – 31,1
Crudos Pesados	10 – 22,3
Crudos Extrapesados	Menores a 10

Fuente: La Comunidad Petrolera, 2013

TABLA 1.5 Clasificación de petróleo crudo en función de su densidad API

Tipo de Crudo	°API
Crudos Condensados	Mayores 40
Crudos Ligeros	30 – 39,9
Crudos Medianos	22 – 29,9
Crudos Pesados	10 – 21,9
Crudos Extrapesados	Menores a 9,9

Fuente: Wikipedia, 2018

TABLA 1.6 Clasificación de petróleo crudo en función de su densidad API

Tipo de Crudo	°API	Densidad g/cm ³
Crudos Ligeros	30 - 40	0,87 – 0,83
Crudos Medianos	22 – 29,9	0,92 – 0,87
Crudos Pesados	10 – 21,9	1,00 – 0,92
Crudos Extrapesados	Menores a 10	Mayor 1,00

Fuente: Venología, 2016

Fórmula para determinar el API de un crudo:

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

Donde GE@60°F es la gravedad específica del petróleo crudo a la temperatura de referencia.

1.5.2 CONTENIDO EN AGUA

La producción de petróleo de un yacimiento viene generalmente acompañada por agua cuya cantidad y grado de salinidad depende principalmente de la edad del yacimiento. Por lo general mientras más viejo es el yacimiento productor mayor será la cantidad de agua asociada al crudo.

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 como los mercaptanos o los ácidos nafténicos. El contenido en agua de los crudos a la salida del pozo es, en general bajo y generalmente crece durante el transporte y el almacenamiento, donde puede alcanzar hasta el 3% (Wauquier, 2004). El ensayo que determina el contenido de agua se lo ejecuta basado en la norma ASTM D – 4006 y ASTM D – 4007.

El agua es un contaminante en la mayoría de los derivados del petróleo. Su presencia reduce las propiedades lubricantes, favorece la degradación microbiana del aceite, forma cieno en los tanques y contribuye a la corrosión de metales ferrosos y no metales.

Altos porcentajes de agua humedecen preferencialmente la superficie del metal y favorecen la corrosión, y según Esaklul: en los pozos con un corte de agua bajo menor a 50% la vida de la tubería de producción es aproximadamente de 5 años, pero una vez el corte de agua aumenta, la vida de la tubería disminuye drásticamente y llega hasta seis meses aproximadamente para pozos con corte de agua por encima de 90%. Según Sridhar y Russell, la velocidad de corrosión aumenta con el incremento del contenido de iones cloruros en un rango de 10000 a 100000 ppm. La magnitud de este efecto aumenta con temperaturas por encima de 60° C (150° F), esto se debe a que la temperatura ayuda a que los iones cloruros en solución penetren en la película de corrosión que se presenta en la superficie del metal, lo cual puede producir una desestabilización de la película y a su vez, conllevar a un aumento de corrosión.

La especificación del contenido de máximo de agua está relacionada al costo de transporte y procesamiento. El porcentaje no debe ser mayor del 1 al 2%, dependiendo de la legislación del país donde se produce.

1.5.3 CONTENIDO DE SEDIMENTOS

El contenido de agua y sedimentos son considerados como impurezas propias del petróleo que determinan la calidad del combustible.

La formación de sedimentos y lodo se puede generar por: material disuelto en el líquido, material precipitado, y material emulsificado en el líquido. Bajo condiciones favorables los sedimentos y lodo, se disolverán en el líquido con un incremento potencial de la viscosidad; los que son insolubles en el crudo, se pueden asentar en el fondo de los tanques de almacenamiento o permanecer en el crudo formando una emulsión.

Este ensayo se lo ejecuta basado en la norma ASTM D - 4007.

Según (Wauquier, 2004), “Algunos productos sólidos, insolubles en los hidrocarburos o en el agua, pueden ser arrastrados con el crudo. Estos productos, llamados sedimentos, son finas partículas de arena, lodos de perforación, restos de roca, metales bajo forma de minerales, o en estado libre como el hierro, el cobre, el plomo, el níquel, el vanadio, provenientes de la erosión de los oleoductos, de los tanques de almacenamiento, de las válvulas, o de cualquier otra tubería por donde se transporte el crudo.

La presencia de tales productos en los crudos es muy incómoda ya que pueden llegar a taponar las tuberías y deteriorar la calidad del fuel oil. 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.

Esta es la razón por la que se deja en los depósitos una altura de 50 cm por debajo del orificio de aspiración, o se equipa al tubo de aspiración con filtros. Estos depósitos se acumulan con el tiempo y los tanques se vacían y se limpian regularmente.”

1.5.4 CONTENIDO DE ASFALTENOS

Los asfaltenos son los compuestos más aromáticos y polares que se encuentran en el petróleo crudo, en ellos se concentra la mayor cantidad de los heteroátomos azufre, nitrógeno, oxígeno, y metales (Ni, V, Fe, Cu, etc...). Los asfaltenos son partículas sólidas, semicristalinas, de alto peso molecular, de color café a negro, no tienen un punto de ebullición bien definido, pero se descomponen al calentarse dejando residuos carbonosos (Rodriguez, 2017).

Los asfaltenos físicamente son sólidos friables de color marrón oscuro a negro con un punto de fusión no definido. Ellos se descomponen por calentamiento, se funden y por posterior enfriamiento se resolidifican.

A pesar de que se han adoptado diferentes criterios para describir a los asfaltenos, en general se les considera como una familia que presenta un comportamiento global característico, son solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insolubles en n-alcanos de bajo peso molecular como n-pentano, n-hexano, n-heptano, etc...

Los asfaltenos junto con las resinas comprenden la fase dispersa del crudo, mientras que el resto de los maltenos comprenden la fase continua, por lo tanto, la precipitación de los asfaltenos depende de la estabilidad coloidal en estos sistemas complejos, razón por la cual el contenido de asfaltenos juega un papel importante en la estabilidad. Puesto que los asfaltenos están generalmente definidos por su insolubilidad en n-alcanos livianos, es de esperarse entonces que en mezclas, crudos o productos más ricos en parafinas la estabilidad se vea afectada en comparación con medios nafténicos-aromáticos (Rodríguez, 2017).

Durante los procesos de refinación del petróleo crudo, los asfaltenos son conocidos por su tendencia a la formación de carbón y sedimentos por lo que se convierten en uno de los principales factores que tienden a desactivar a los catalizadores debido a la deposición de metales y carbón sobre la superficie de estos (Rodríguez, 2017).

Este ensayo se lo realiza basado en la norma ASTM D – 3279, es útil en la cuantificación del contenido de asfaltenos en productos de petróleo como asfaltos, combustibles pesados y crudo.

1.5.5 CONTENIDO DE AZUFRE

Los crudos de petróleo contienen hidrocarburos sulfurados, sulfuro de hidrógeno disuelto y a veces incluso azufre en suspensión. De una manera general, el contenido de azufre total de un crudo está comprendido entre 0,05 y 5 % en peso; el contenido de azufre del crudo se mide generalmente en tanto por ciento (%) en peso o en partes por millón por peso (ppmw) (Wauquier, 2004). Este ensayo se lo ejecuta basado en la norma ASTM D- 4294.

El crudo con cantidad de azufre menor o igual a 0,5% tiene más demanda, mayor valor y se le conocen como "petróleos dulces", este petróleo se utiliza normalmente para producir combustibles como la gasolina, nafta, bencina entre otros. El crudo con cantidad de azufre mayor de 0.5% tiene menor demanda, menor valor y se le conoce como "petróleos ácidos".

El contenido de azufre en el crudo varía en los diferentes yacimientos en el rango de 0.03% en peso a valores superiores al 8%, (Rall y col., 1972), e incluso hasta el 30%, (Kropp y Fredorak, 1998). Los constituyentes más importantes son compuestos orgánicos azufrados, pero también hay azufre inorgánico como azufre elemental, ácido sulfhídrico y piritas, (Tissot y col., 1984).

Entre los heteroelementos presentes en el petróleo crudo, el azufre es el que más afecta el proceso de transporte y refinación. Los altos niveles de azufre en el flujo pueden desactivar “contaminar” los catalizadores que aceleran las reacciones químicas en ciertos procesos de refinación, provocar la corrosión en el equipo o recipientes que lo contienen, generar la emisión a la atmósfera de compuestos malolientes de azufre, que no son agradables y pueden estar sujetos a estrictos controles reglamentarios.

1.5.6 CONTENIDO DE NITRÓGENO

Según (Wauquier, 2004), “Los crudos de petróleo contienen hidrocarburos nitrogenados en forma básica como por ejemplo la quinoleína, isoquinoleína, piridina o neutra como pirrol, indol, carbazol. Estos compuestos pueden tener olor desagradable (quinoleína), o agradable (idol). Este ensayo se lo ejecuta basado en la norma ASTM D-5762.

Un alto contenido de nitrógeno es indeseable ya que se descomponen bajo la acción del calor para convertirse en bases orgánicas o en amoniaco, que reduce la acidez de los catalizadores de las unidades de transformación o conversión (reformado catalítico), y activan la formación de gomas en los destilados (queroseno, gasóleo). Los crudos que contienen nitrógeno en cantidades superiores a 0,25 % en peso requieren procesos especiales para su eliminación (Gary & Handwerk, 2003).

La industria petrolera es la tercera generadora de óxidos de nitrógeno, los gases del óxido de nitrógeno son un grupo de gases que combinan nitrógeno y oxígeno; los óxidos de nitrógeno reaccionan con la luz solar. Estos gases son también componentes de la lluvia ácida.

1.5.7 CONTENIDO DE SAL

La presencia de sales en el petróleo crudo es un serio problema en la perforación, bombeo y los procesos de refinado, así como durante el transporte. Los niveles excesivos de sal pueden causar problemas de corrosión y obstrucción de los ductos ocasionando pérdidas económicas. El contenido de sal en el petróleo crudo es variable pero el promedio debe estar en 23.5 lbs/bls. Este ensayo se lo ejecuta basado en la norma ASTM D – 3230.

Una de las principales razones por la cual el análisis de salinidad es importante, es la de cumplir con los requerimientos de transporte y venta, ya que generalmente los oleoductos y refinerías admiten contenidos de sal bajos (10 Lb de sal por cada 1000 barriles) debido a la acción corrosiva y posteriores daños que generan mayores concentraciones de sal en el fluido.

La sal en crudo generalmente está compuesta por cloruros de sodio, magnesio y calcio disueltos en el crudo son casi siempre dominantes, junto con yeso y carbonato cálcico.

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. Con el fin de evitar este problema se inyecta agua dulce.
- 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 mayor parte de las sales se encuentra en los residuos. Como éstos sirven de base para la formulación de los fueles, o de carga para las unidades de fabricación de asfaltos y de coque de petróleo, la presencia de sales en estos productos lleva consigo el ensuciamiento rápido de los quemadores, la alteración de las emulsiones de asfaltos y el deterioro de la calidad del coque. Por otra parte, los cloruros de calcio y de magnesio comienzan a hidrolizarse a partir de 120°C. Este proceso progresa rápidamente cuando se eleva la temperatura.

El gas clorhídrico desprendido se disuelve en el agua en el momento de su condensación en la cabeza de la columna de destilación inicial del crudo, o en el condensador, lo que implica en dicha zona la corrosión de los materiales. La acción del ácido clorhídrico se ve favorecida y acelerada por la presencia de sulfuro de hidrógeno que resulta de la descomposición de los hidrocarburos sulfurados. Esto obliga al refinero a inyectar un producto de carácter básico en el punto de condensación del agua en la columna de destilación atmosférica. Por otro lado, las sales desactivan los catalizadores de reformado y de craqueo catalítico.”

Este riesgo disminuye en un porcentaje realizando el desalado de los crudos, proceso que consiste en hacer coalescer y decantar en un depósito las pequeñas gotas de agua con la ayuda de un campo eléctrico.

Ventajas de realizar el desalado del crudo: incremento de la economía de combustible, reducción de las tareas de limpieza, reducción de las tareas de mantenimiento, aumento de la vida útil del catalizador, aumento de la eficiencia operativa de la destilería, reducción de la corrosión por sulfuro.

1.5.8 NÚMERO DE ÁCIDO

El número de ácido es la medida que indica la cantidad de componentes ácidos presentes en un petróleo crudo. La acidez en el crudo es medida en base al Número de Acidez Total (TAN).

El número de ácido se define como, los miligramos de hidróxido de potasio conocido también como potasa cáustica necesarios para neutralizar la acidez de un gramo del crudo (mg KOH/g). En base a esto se puede clasificar también al crudo en base a su acidez, si el TAN de una muestra de crudo excede 0.5 mg KOH/g de crudo, se considera con alta acidez (Cardenas, 2015). Este ensayo se lo realiza basado en la norma ASTM D – 664.

El fenómeno de corrosión ha sido estudiado ampliamente y se han detectado varios factores que lo generan, entre los cuales se encuentran la corrosión debido a las altas temperaturas, el ataque por ácidos nafténicos, el ataque por azufre y las condiciones de operación de la planta. Las plantas y unidades de procesamiento de petróleo están diseñadas de hierro, acero o aleaciones y los compuestos ácidos presentes en el petróleo actúan sobre estas superficies provocando deterioro, grietas y en el peor de los casos incendios y explosiones (Cardenas, 2015).

Así lo manifiesta (Wauquier, 2004), “El reparto de los ácidos no es uniforme en un mismo crudo, ya que se registra en general un contenido máximo en las fracciones destiladas entre 400 y 450°C y de densidad media 0,950.

En los cortes ligeros o medios, los ácidos son lineales.

Los ácidos nafténicos contenidos en los cortes de gasóleo son en su mayoría cíclicos y derivan del ciclopentano o del ciclohexano. La presencia de estos ácidos en los crudos y en los cortes petrolíferos presenta algunos inconvenientes para el refino, ya que forman emulsiones estables con la sosa cáustica durante el desalado o la fabricación de aceites lubricantes. Muy corrosivos a alta temperatura (350-400 °C), atacan las tuberías de acero al carbono ordinario, lo que obliga a utilizar tuberías de aceros aleados.”

El índice de acidez o número de ácido, es un parámetro muy importante en el control de calidad y la determinación del precio de los crudos y los productos derivados del petróleo. Permite obtener importantes conclusiones sobre la calidad del producto crudo y refinado. Los productos que tienen índices ácidos altos

tienen un potencial de corrosión más alto y comportan mayores costos en el postratamiento, motivo por el que también se comercializan a precios más económicos.

1.5.9 PRESIÓN DE VAPOR REID

La presión de vapor Reid se define como la presión de vapor real del crudo a 100 °F (37,8 °C) con un punto de ebullición por encima de 32 °F (0 °C). El objetivo de la prueba es proporcionar un medio para determinar si un crudo almacenado en un tanque atmosférico vaporizará o no cuando tenga una temperatura de 100 °F (37,8 °C). Este ensayo se lo ejecuta basado en la norma ASTM D-323.

La presión de vapor es una propiedad que indica la tendencia de un hidrocarburo líquido a volatizarse y de una manera indirecta señala el contenido en productos muy ligeros que condicionan la seguridad durante el transporte, las pérdidas en el almacenamiento y la volatilidad de las gasolinas; por estos motivos debe ser controlada, debido a que la pérdida de los componentes volátiles se ve reflejada en una disminución del volumen del crudo lo que implica pérdidas económicas.

“En el transcurso de las diversas operaciones de trasiego que es el llenado y vaciado de cisternas y tanques, se aprecian pérdidas de hidrocarburos ligeros; para evitar estas pérdidas es recomendable utilizar tanques de techo flotante. Estas pérdidas se expresen en %volumen líquido. Según Nelson (1958), pueden evaluarse por la ecuación:

$$\text{Pérdidas}(\% \text{ volumen}) = \frac{PVR - 1}{6} \quad (1.2)$$

PVR: [PSI]

1.5.10 PUNTO DE ESCURRIMIENTO

El punto de escurrimiento denominado también punto de fluidez, punto de vertido o punto de congelamiento determina la temperatura a la que un líquido se solidifica y varía desde 15,5 °C hasta la temperatura de - 45 °C. En la mayoría de hidrocarburos, este aumenta con el peso molecular.

Este ensayo es objeto de la norma ASTM D-97 y tiene por fin caracterizar, bien el contenido en parafinas de los aceites, bien el contenido en hidrocarburos de alto punto de congelación de otros productos. Este factor junto con la viscosidad es de importancia al considerar el transporte y bombeo de los hidrocarburos y las estaciones, principalmente el invierno y las tierras gélidas.

1.5.11 RESIDUO CARBONOSO

Así lo manifiesta (Lluch, 2011), “El residuo carbonoso cuantifica la cantidad de residuo que queda tras la evaporación del producto y pirólisis de la fracción más pesada en condiciones estandarizadas. Es una indicación de la tenencia del producto a generar depósitos carbonosos, sobre todo en la cámara de combustión del motor; también está relacionado con el comportamiento ambiental del producto en lo que respecta a emisiones de humo y partículas.”

El contenido de carbón Conradson de un petróleo o de alguno de sus derivados, principalmente aquellos de muy baja volatilidad, proporciona una idea sobre la cantidad de residuo de carbón que queda después de la evaporación y degradación térmica del hidrocarburo. El residuo no se compone completamente de carbono, sino que es un coque que puede seguir cambiando por medio de pirólisis, este ensayo nos indica la tendencia a la formación del coque (Rodriguez, 2017). El ensayo de este parámetro se lo realiza basado en la norma ASTM D – 189.

El coque puede tener varios usos o puede ser perjudicial, el nivel de impureza y también su grado de toxicidad está directamente relacionado con la naturaleza del petróleo del cual se extrae.

En crudos más pesados es normal que se obtengan valores más altos de este parámetro y se considera guarda una relación estrecha con el contenido de asfaltenos y en cierta forma con la estabilidad de estos en el medio que los contiene.

1.5.12 VISCOSIDAD CINEMÁTICA EN LÍQUIDOS OSCUROS

La viscosidad es una medida de la resistencia interna al flujo, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia; también puede definirse como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales (Heidemann et al., 1987).

La viscosidad cinemática es la viscosidad dinámica en centipoise dividida por la densidad a la misma temperatura y se designa en unidades Stokes o centiStokes (cSt) en el sistema inglés y en centi Poises (cP) para el sistema internacional.

La determinación de la viscosidad cinemática se efectúa midiendo el tiempo t de derrame del producto entre dos trazos hechos en un tubo capilar calibrado. Este ensayo se lo ejecuta basado en la norma ASTM D - 445.

La medida de la viscosidad de los crudos a diferentes temperaturas es importante para el cálculo de las pérdidas de carga en los oleoductos, tuberías y condiciones de la refinería, así como para especificaciones de bombas e intercambiadores

(Wauquier, 2004). Además resulta importante para definir las posibilidades de bombeo de los productos y el tipo de régimen de los caños.

La importancia de la viscosidad en los fuel oils es el parámetro que se sigue en la clasificación de los productos pesados, y en los aceites lubricantes esta propiedad condiciona las cualidades requeridas para la lubricación. Existen tablas que reflejan la viscosidad de los distintos hidrocarburos puros, líquidos, vapor y de fracciones del petróleo, estando en este último caso en estrecha relación con el peso molecular y la estructura química. La magnitud de la viscosidad depende de la conformación química del crudo, de manera que a mayor proporción de fracciones ligeras, menor es la viscosidad. Este valor depende además de la temperatura ambiente.

CAPÍTULO 2

PARTE EXPERIMENTAL

2.1 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD Y GRAVEDAD API DE CRUDOS POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO

BASADO EN LA NORMA ASTM D – 1298

EQUIPOS Y MATERIALES:

- Agitador eléctrico
- Hidrómetros / Termohidrómetro de vidrio graduado en °API
- Termómetro ASTM 12C con la escala de -20 a 102°C
- Probeta para Hidrómetro de vidrio, plástico transparente o metálica.

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Medir la temperatura ambiente y la temperatura de la muestra en el recipiente que la contiene con el termómetro ASTM 12C; verificar que las temperaturas no difieran de 2°C. Si esto ocurre, se debe utilizar el baño de temperatura constante para mantener una temperatura uniforme. Realizar la corrección a las temperaturas observadas por el termómetro ASTM 12C.
4. En la campana que es un sitio libre de corrientes de aire, transferir aproximadamente 600 ml de muestra a una probeta de vidrio limpia sin

salpicar, para evitar la formación de burbujas y reducir al mínimo la evaporación de los volátiles. Eliminar burbujas de aire formadas en la superficie de la muestra, tocándolos con un trozo de papel filtro limpio.

5. Introducir el termómetro lentamente y agitar la muestra con el mismo, utilizando movimientos de rotación y verticales. Dejar el termómetro aproximadamente 3 minutos, tomar la primera temperatura de la muestra y realizar la corrección del termómetro, luego retirar el termómetro de la probeta.
6. A las lecturas de temperaturas observadas con termómetro ASTM 12C, realizar la corrección, restando $0,1^{\circ}\text{C}$ a la lectura tomada. Registrar las temperaturas corregidas.
7. Introducir el hidrómetro esperando que se sumerja suavemente en la muestra y se estabilice dentro de la misma. Dejar que el hidrómetro repose mínimo durante 5 minutos.
8. Registrar la lectura, en el punto en que la muestra sube a la superficie y corta la escala del hidrómetro, colocando la vista ligeramente por encima del plano de la superficie del líquido.
9. Corregir la lectura observada, restando 0,040 corrección realizada al termohidrómetro ASTM 3H para el rango de $[23,1 \text{ a } 27^{\circ}\text{API}]$, posteriormente realizar la corrección por efecto de menisco en líquidos oscuros restando 0,1. Registrar el valor de gravedad $^{\circ}\text{API}$ después de realizar las dos correcciones.
10. Sacar el hidrómetro fuera de la muestra y limpiarlo con papel higiénico.
11. Introducir por segunda vez el termómetro, homogenizar la muestra, obtener la segunda temperatura y realizar la corrección por el termómetro, 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.
12. Llevar las lecturas de gravedad $^{\circ}\text{API}$ a la temperatura de referencia: Gravedad $^{\circ}\text{API}$ a $15,6^{\circ}\text{C}$ (60°F), densidad relativa ($15,6^{\circ}\text{C}/15,6^{\circ}\text{C}$) y densidad a 15°C , con el programa CERCAL del Laboratorio de Control y Calidad de la Refinería Esmeraldas.
13. Finalmente reportar los resultados de temperatura y gravedad corregidos. Los resultados de Gravedad $^{\circ}\text{API}$ a $15,6^{\circ}\text{C}$ (60°F) deben ser expresado con un decimal, densidad relativa ($15,6^{\circ}\text{C}/15,6^{\circ}\text{C}$) con 4 decimales y densidad a 15°C con un decimal.

2.2 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN CRUDO POR DESTILACIÓN

BASADO EN LA NORMA ASTM D – 4006

EQUIPOS, MATERIALES Y REACTIVOS:

- Agitador eléctrico
- Balón de destilación de 1000 ml de fondo redondo provisto de junta de cono hembra
- Trampa de agua de 5 ml con graduaciones de 0,05 ml calibrada
- Condensador Liebig 400 mm con un tubo de secado lleno de desecante
- Manta de calentamiento
- Probeta graduada de 250 ml
- Núcleos de ebullición
- Nafta y acetona para limpieza de materiales
- Estufa
- REACTIVO: Xileno grado reactivo

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Antes de ejecutar el ensayo se debe verificar la limpieza, enjuagado y secado de las trampas de agua, balones y probetas ya que al no cumplir con los tiempos establecidos en la estufa puede verse afectado el resultado final.

4. 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.

FIGURA 2.1 Cantidad de la muestra para contenido de agua esperado

CONTENIDO DE AGUA ESPERADO % PESO o % VOLUMEN	CANTIDAD APROXIMADA DE MUESTRA EN gr o mL
50.1–100.0	5
25.1– 50.0	10
10.1– 25.0	20
5.1– 10.0	50
1.1– 5.0	100
0.5– 1.0	200
Menos que 0.5	200

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

5. Verter la muestra lentamente en la probeta graduada, para evitar el atrapamiento de aire y así ajustar el nivel a la graduación apropiada.
6. Trasferir 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 todos los líquidos de lavado al balón.
7. Agregar a la mezcla de líquidos en el balón, núcleos de ebullición o agitador magnético para reducir los choques térmicos.
8. Colocar el balón de destilación con la mezcla en la manta de calentamiento.
9. Acoplar el balón a la trampa de agua, y la trampa de agua conectar al condensador.
10. Verificar el ensamblaje del equipo asegurándose que todas las conexiones del vapor y el líquido no tengan fuga, se recomienda que las juntas de vidrio no sean engrasadas, Insertar un tubo de secado que contiene un desecante indicador de color en el final del condensador para prevenir la condensación de la humedad atmosférica en el interior del condensador.
11. Calentar el balón de destilación en la manta de calentamiento a intensidad baja aproximadamente de 30 a 40 minutos; la temperatura debe aumentar

lentamente durante las etapas iniciales para impedir la ebullición violenta y la posible pérdida de agua del sistema.

12. Después del calentamiento inicial, aumentar progresivamente la velocidad de ebullición, y verificar que el condensado no suba a más de 3/4.
13. El destilado debe descargar en la trampa de agua a una velocidad aproximadamente de 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.
14. Realizar un barrido de xileno más demulsificante en la trampa al final del ensayo, para separar las gotas de agua que quedan adheridas en las paredes del ensamblaje. Después del lavado re-destilar por lo menos 5 minutos más, aplicando calor lentamente para impedir ebullición fuerte. Repetir 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 minutos.
15. Apagar la manta cuando termine de acarrear toda el agua de la muestra, dejar que la trampa y su contenido se enfríen.
16. 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.
17. Después de cada ensayo se debe dejar enfriar todo el equipo aproximadamente 20 minutos y posteriormente lavar todos los materiales como trampas de agua, probetas y balones con nafta y enjuagar con acetona para secarlos.
18. Colocar el material lavado y enjuagado en la estufa aproximadamente a 60 °C por un mínimo de 30 minutos, para su respectivo secado, y así eliminar las capas de la superficie y desechos que impiden caer libremente el agua en la trampa, debido a que la precisión de este método de ensayo puede verse afectada por las gotas de agua que se adhieren a la superficie del aparato y por una mala limpieza.
19. El resultado de contenido de agua en este ensayo, es el valor real de agua que contiene el crudo y es el que se debe reportar.
20. El resultado debe ser reportado con 3 cifras decimales.

2.3 DETERMINACIÓN DE SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN EN CRUDOS

BASADO EN LA NORMA ASTM D-473-07 E1

EQUIPOS, MATERIALES Y REACTIVOS:

- Aparato de extracción
- Matraz de Extracción, cónico de cuello ancho (Erlenmeyer) de 1 litro de capacidad, con un diámetro exterior de cuello de 50 mm como mínimo.
- Condensador, en forma de serpentín de metal, de unos 25 mm de diámetro y 50 mm de longitud, unido a una tapa y con los extremos sobresaliendo de la misma.
- Dedal de extracción, de material poroso refractario de 25 mm de diámetro por 70 mm de altura y un peso comprendido entre 15 a 17 g.
- Cesta del Dedal
- Pinzas
- Cápsula para el agua Que se debe utilizar cuando la muestra a ensayar tiene un contenido de agua superior a 10% (V/V)
- Fuente de calor utilizar una placa caliente adecuada para vaporizar tolueno.
- Balanza analítica, con una precisión de 0,1 mg.
- Agitador eléctrico
- Pipeta
- Estufa para mantener la temperatura entre 115°C y 120°C (240 a 250°F)
- Recipiente refrigerante, un desecador sin agente desecante 12.
- Termómetro con aproximación de 1°C (2 °F)
- REACTIVO: Tolueno grado reactivo : de ebullición grabación 110,6 ° C

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al

estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.

2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Preparación de un dedal nuevo: Frotar la superficie exterior del dedal con papel de lija fino y quitar con un cepillo duro todo el material desprendido. Colocar el dedal en el matraz de extracción y hacer una primera extracción con tolueno, dejando que el disolvente gotee por lo menos durante 1 h. Secar el cartucho en la estufa durante 1 h, enfriarlo en el desecador durante 1 h y pesarlo con aproximación de 0.0001g. 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.
4. Preparación de un dedal usado: Después de realizar algunos ensayos el sedimento acumulado puede interferir en lecturas posteriores, para evitar esto en el dedal se deberá eliminar la parte combustible del sedimento acumulado calentando el cartucho al rojo mate durante 20 minutos en un horno eléctrico mantenido a 750 °C, luego colocar el dedal en el matraz de extracción y hacer una primera extracción con tolueno, dejando que el disolvente gotee por lo menos durante 1 h. Secar el cartucho en la estufa durante 1 h, enfriarlo en el desecador durante 1 h y pesarlo con aproximación de 0.0001g. 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. Llevar el dedal a la balanza con la ayuda de las pinzas, pesarlo, registrar su valor y tarar la balanza.
6. Inmediatamente después de la agitación de la muestra, colocar aproximadamente 10.00 g de la muestra en el dedal con la ayuda de una pipeta y registrar su valor.
7. Pesar el dedal más la muestra con una precisión de 0,01 g (2 decimales). El crudo Oriente es muy fluido, utilizar un recipiente como base del dedal vaso de precipitado para evitar el derrame de la muestra en la balanza.
8. Añadir al matraz entre 150 ml a 300 ml de tolueno, y calentarlo en la placa a una intensidad baja.

9. Colocar el dedal dentro del cartucho en el equipo de extracción, conectarlo al matraz y proceder a la extracción con tolueno caliente durante 30 minutos o más hasta que el disolvente que gotea del dedal se vuelva incoloro.
10. Comprobar que la velocidad de extracción es tal que la superficie de la mezcla de producto y tolueno en el dedal quede siempre a más de 20 mm del borde, si se sabe o se sospecha que el contenido de agua en la muestra es superior al 10% (V/V), utilizar la capsula para agua.
11. Una vez terminada la extracción, secar el dedal durante 1 h en la estufa, enfriar otra hora en el desecador y pesar con una precisión de 0.0001 g.
12. Repetir la extracción, dejando que el disolvente gotee desde el dedal 1 h como mínimo, pero no más de 1 h 15 minutos.
13. 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. El resultado debe ser reportado con 3 cifras decimales.

2.4 DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO POR CENTRIFUGACIÓN

BASADO EN LA NORMA ASTM D-4007

EQUIPOS, MATERIALES Y REACTIVOS:

Materiales:

- *Centrífuga:*

Es necesario que pueda girar dos o más tubos llenos de forma cónica de 203 mm, a una velocidad que se pueda controlar para dar una fuerza centrífuga relativa RCF de un mínimo de 600 en los extremos de los tubos. La centrífuga debe tener calentamiento controlado para evitar condiciones inseguras, debe mantener una temperatura de la muestra durante toda la corrida a 60 ± 3 °C, para crudos livianos.

- *2 tubos de vidrio:*

Cada tubo será de 203 mm (8 pg) de forma cónica y la boca debe ser de tal forma que permita tapanlo con un corcho. Elaborados completamente de

vidrio templado con graduaciones que deben estar claras y bien diferenciadas.

- *Baño de agua y baño de pozo seco:*

Debe ser un bloque metálico o un baño líquido de suficiente profundidad para sumergir el tubo de centrifugación en posición vertical hasta la marca de 100 ml, capaz de mantener la temperatura a 60 ± 3 °C y 71 ± 3 °C, si es el caso de crudos extrapesados.

- *Pipeta:* Clase A o dispensador de $50 \pm 0,05$ ml calibrado
- *Agitador eléctrico*

Reactivos:

- *Tolueno grado reactivo:* solvente deberá ser saturado con agua a 60 ± 3 °C, pero debe estar libre de agua suspendida.
- *Desemulsificante:* se utiliza para promover la separación de agua de la muestra y para evitar que se adhiera a las paredes del tubo. La solución recomendada es de 25% desemulsificante y 75% tolueno. Debe estar almacenado en frasco ámbar.

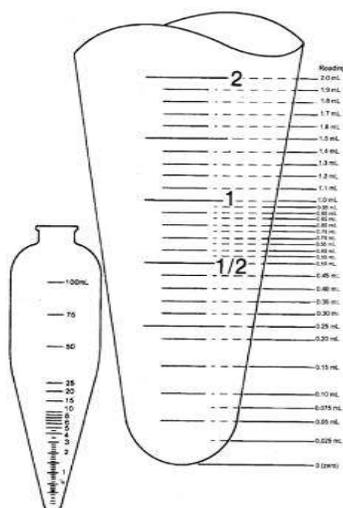
PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. En la campana que es un sitio libre de corrientes de aire, llenar dos tubos de centrifuga con un embudo, cada uno con 50 ml de muestra directamente desde el recipiente previamente agitado.
4. Leer la parte superior del menisco en la marca de 50 ml para verificar que este la cantidad exacta.

5. Halar hacia arriba el dispensador de tolueno para obtener una medida de $50 \pm 0,05$ ml de tolueno saturado y después deslizar hacia abajo para transferir el tolueno al tubo de vidrio.
6. Leer la parte superior del menisco en la marca 100 ml, verificar que esta la cantidad adecuada de la mezcla de tolueno y crudo para cada tubo de vidrio.
7. Añadir con el gotero 10 gotas de solución desemulsificante a cada uno de los tubos.
8. En el caso de que el crudo sea muy viscoso y la mezcla del solvente con el crudo sea difícil, el solvente se debe añadir al tubo de centrifuga primero para facilitar la mezcla. Tener cuidado de no llenar el tubo de centrifuga más allá de la marca de 100 ml con la muestra.
9. Tapar cada tubo utilizando los corchos y agitar aproximadamente por 10 minutos para que el crudo y el solvente queden bien mezclados.
10. Quitar los corchos dentro de la campana y con cuidado.
11. Encender la unidad de baño de pozo seco. La pantalla se iluminará indicando la temperatura actual del bloque. Presionar el botón "S" y ajustar la temperatura usando la perilla blanca a 60°C , presionar "S" para seleccionar la temperatura o presionar "F" para salir del valor cambiado sin cambiar el valor.
12. Sumergir levemente los tubos hasta la marca de 100 ml, durante 15 minutos en el baño de pozo seco que se mantiene a la temperatura de 60°C para crudos livianos.
13. Se vuelve a apretar con los corchos y se agitan aproximadamente 10 minutos para obtener una buena mezcla de crudo y solvente.
14. Quitar los corchos dentro de la campana y con cuidado.
15. Encender la centrifuga con el botón POWER ON, esperar unos segundos y tocar la pantalla táctil. Pulsar el botón SETTINGS y el botón ON/OFF para encender la temperatura, buscar la temperatura deseada $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$, para crudos livianos, medianos y pesados a $71 \pm 3^{\circ}\text{C}$ para crudos extremadamente pesados. Una vez ajustada la temperatura; en la pantalla táctil pulsar MAIN para retornar a la pantalla principal.
16. Colocar los tubos en las copas del soporte giratorio de la centrifuga en lados opuestos del mismo para establecer una condición de equilibrio durante el proceso dentro de la centrifuga.

17. Centrifugar durante 10 minutos, a una temperatura de $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$ y con una fuerza centrífuga relativa de 600 como mínimo.
18. Inmediatamente después de que se detiene la centrífuga, leer y registrar el volumen de agua y sedimento en el fondo de cada tubo.
19. Colocar nuevamente los tubos dentro de la centrífuga y dejar 10 minutos en reposo.
20. Centrifugar por 10 minutos, a una temperatura de $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$ y con una fuerza centrífuga relativa de 600 como mínimo.
21. Inmediatamente después de que se detiene la centrífuga, leer y registrar el volumen de agua y sedimento en el fondo de cada tubo, de acuerdo a las divisiones del tubo en la figura 4.1. Si la diferencia entre las dos lecturas es más que una subdivisión del tubo de centrifugación o 0,025 ml para lecturas por debajo de 0,10 ml, las lecturas son inaceptables y se debe repetir la determinación.

FIGURA 2.2 Divisiones del tubo de vidrio para BSW



FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

22. Expresar como porcentaje volumen de agua y sedimentos (%V BSW), la suma de las dos lecturas aceptables.
23. El volumen combinado de agua y sedimentos debe mantenerse constante por dos lecturas consecutivas. Por lo general, no se requiere más de dos centrifugaciones. Si no existe lecturas consecutivas durante las dos centrifugaciones descartar la muestra y repetir el ensayo con muestra fresca.
24. El resultado debe reportarse con un decimal.

2.5 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS EN CRUDO

BASADO EN LA NORMA ASTM – D 3279

EQUIPOS, MATERIALES Y REACTIVOS:

- Agitador eléctrico
- Aparato de filtración de vacío de 47 mm
- Papel filtro
- Balanza analítica
- Estufa a 60 - 100 °C
- Plancha de calentamiento
- Erlenmeyer o matraz de 500 ml con el condensador
- Baño de agua a 80 °C
- Pinzas
- Vidrio de reloj
- Pipeta Pasteur
- Equipo de filtrado
- Vaso de precipitación
- REACTIVO: N-Heptano

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.

3. Colocar el matraz de 250 ml en la balanza analítica y tarar. Pesar 1 gramo de muestra en el matraz.
4. Añadir 100 ml n-Heptano por cada gramo de muestra añadida al matraz.
5. Disolver la mezcla mediante agitación, con cuidado debido a que el heptano es extremadamente volátil y la presión aumenta cuando se calienta y se agita.
6. Conectar el matraz al condensador. El condensador se utiliza para disminuir la cantidad de evaporación del disolvente.
7. Colocar la muestra en el baño de agua a 80 °C durante una hora.
8. Pesar un papel filtro y registrar su valor.
9. Conectar el equipo de filtración al vacío desde la bomba. Colocar en el embudo büchner y sobre este el papel filtro humedecido con n-Heptano.
10. Verter la muestra sobre el papel filtro.
11. Realizar hasta tres lavados con n-heptano al matraz hasta que quede limpio, para eliminar los sólidos restantes.
12. Sacar el papel filtro, colocar sobre un vidrio reloj y llevar a la estufa a 100°C, mínimo 1 hora tiempo estimado hasta evaporación total del solvente.
13. Retirar el vidrio reloj con el papel filtro de la estufa, pesar y registrar el valor cuando al realizar dos lecturas el valor sea constante.
14. El resultado debe ser expresado con dos cifras decimales.

2.6 DETERMINACIÓN DE AZUFRE TOTAL EN PETRÓLEO POR ESPECTROMETRIA DE ENERGIA DISPERSIVA DE FLUORESCENCIA DE RAYOS X

BASADO EN LA NORMA ASTM – D 4294

EQUIPOS Y MATERIALES:

- Agitador eléctrico

- Analizador de energía dispersiva de fluorescencia de rayos X HORIBA SLFA-2800
- Celdas desechables
- Película transparente a los rayos X, membrana
- Marcos internos para ensamblar las celdas
- Marcos externos para desmontar las celdas
- Vaso desechable nuevo

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Encender el equipo analizador de energía dispersiva de fluorescencia de rayos X HORIBA SLFA-2800.
4. Trasladar una pequeña cantidad de muestra al vaso desechable para facilitar el manejo de la misma.
5. Cargar la celda con la muestra hasta aproximadamente 75% de la capacidad de la celda. Adicionar le resto de muestra en la celda procurando que no se formen burbujas.
6. Cuidadosamente colocar la película o membrana en la superficie de la celda que contiene la muestra procurar centrar la película, y selle la celda con el sellador de muestras. Arrugas en la película van 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.
7. Colocar la celda en el equipo, verificar que el equipo este con la tapa de la cámara de muestras cerrada para proseguir con el análisis.

8. Seleccionar las condiciones de análisis como curva de calibración, tiempo de medición según la tabla, y número de repeticiones.

TABLA 2.1 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, 2018

9. Elegir en la pantalla táctil del equipo la opción de 100 [s], debido a que el crudo Oriente se espera esté en el rango de 0,1 a 1,0 contenido de azufre % masa.
10. Posteriormente el equipo pide elegir la curva de calibración, elegir la curva número 5 que es la indicada para el crudo Oriente.

FIGURA 2.3 Curvas de calibración para análisis de azufre

Número de curva	Rango de análisis	Tiempo de medición (s)	Número de repeticiones	Productos analizar
1	75mg/Kg -1000 mg/Kg	300	3	Naftas RE, Gasolinas Súper y Extra, GPA, CV8, CV26, CV9, CV27
2	75mg/Kg -1000 mg/Kg	300	3	Diésel Premium, Jet A-1 (Rango bajo), DV9
3	0,1%-1.0%	100	3	Jet A-1, Jet Tachina, Crudo peninsular, Diluyente, Crudos livianos
4	1000mg/Kg -10000mg/Kg	100	3	Diésel 2, GV9, DV1, CV3, CV15
5	1%-4%	100	3	Crudo Carga, Crudo Napo, Crudo Balao, Fuel Oil, Productos Pesados

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

11. Finalmente en la pantalla escoger en que unidades se indique el resultado, escoger el resultado en porcentaje.
12. 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.

13. La concentración de azufre en la muestra es calculada por el equipo a partir de la curva de calibración utilizada. Las interferencias espectrales debido a la presencia de plomo, zinc, bario, calcio, cloro, fósforo, metanol, etanol son corregidas internamente por el detector del equipo.
14. El resultado del contenido de azufre será impreso y registrado.
15. Una vez terminado el análisis retirar la celda del equipo y desechar.
16. El resultado debe ser expresado con dos cifras decimales.

2.7 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE NITRÓGENO EN EL CRUDO

BASADO EN LA NORMA ASTM – D 5762

EQUIPOS, MATERIALES Y REACTIVOS:

- Agitador eléctrico
- Balón de destilación graduado
- Balanza analítica
- Pipeta Pasteur
- Celdas de valoración

Reactivos:

- Ácido Sulfúrico
- Peróxido de hidrógeno
- Agua destilada
- Indicador TKN
- Hidróxido de sodio
- Mineral estabilizador
- Alcohol polivinílico
- Nessler.

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Encender el equipo Digestor para Nitrógeno.
4. Tarar el balón de destilación en la balanza analítica, y transferir al balón 0.20 g de muestra original con la ayuda de la Pipeta Pasteur.
5. A la muestra añadir 4 ml de ácido sulfúrico concentrado y digerir a 440 °C por un mínimo de 5 minutos o hasta que aparezca unos humos blanquesinos.
6. Agregar a la mezcla 10 ml de peróxido de hidrógeno, colocar de 1 ml en 1 ml, posteriormente agitar y esperar unos 5 minutos hasta la próxima adición. El color de la muestra cambia a color amarillo.
7. Aforar el balón con peróxido de hidrógeno máximo hasta 15 ml.
8. Cuando la muestra se torne transparente sacar el balón, enfriar y aforar con agua destilada hasta 100 ml.
9. Para el blanco o celda de referencia, repetir el mismo procedimiento.
10. Tomar la muestra y el blanco antes digeridos, 10 ml de cada uno con la ayuda de la pipeta Pasteur.
11. Agregar 2 gotas de indicador TKN a cada celda, girar para agitar.
12. Agregar hidróxido de sodio 8N a cada celda, hasta que se dé un cambio de amarillo a violeta o transparente, girar para agitar.
13. Aforar con agua destilada hasta 20 ml.
14. Agregar 3 gotas de mineral estabilizador, girar para agitar.

15. Agregar 3 gotas de alcohol polivinílico, girar para agitar.
16. Aforar nuevamente con agua destilada hasta 25 ml en ambas celdas.
17. Adicionar 1 ml de Nessler.
18. Dejar en reposo por 2 minutos.
19. Introducir el blanco en el soporte de celdas del espectrofotómetro, cerrar la compuerta del equipo. Digitar en la concentración cero para proceder a encerrar y la pantalla despliega 0 mg/l TKN.
20. Retirar el blanco e introducir la muestra en el soporte de celdas. Digitar leer para que la pantalla despliegue el resultado en mg/l TKN.
21. Registrar el resultado en ppm con dos cifras decimales.

2.8 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE SAL EN EL CRUDO

BASADO EN LA NORMA ASTM – D 3230

EQUIPOS, MATERIALES Y REACTIVOS:

- Embudo de separación con su tapón
- Destilador
- Probeta graduada
- Papel filtro
- Vaso de precipitación
- Titulador potenciométrico

Reactivos:

- Tolueno
- Demulsificante
- Agua destilada
- Hidróxido de sodio
- Fenolftaleina

- Ácido sulfúrico
- Permanganato de potasio
- Oxalato

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Medir 100 ml de la muestra agitada en una probeta graduada, y trasladar la cantidad medida al embudo de separación.
4. Hacer dos lavados con 50 ml de tolueno cada uno para eliminar los residuos de crudo en la probeta. Colocar los lavados en el embudo de separación.
5. Agregar en el embudo de separación 25 ml de acetona, 1 gota de demulsificante, 150 ml de agua destilada hirviendo.
6. Sellar el embudo de separación con el corcho, y después realizar mínimo tres agitaciones de arriba hacia abajo para homogenizar la mezcla. Abrir la válvula ligeramente para que salgan una pequeña cantidad de gases después de la agitación.
7. Colocar el embudo de separación en el soporte y dejar reposar hasta que se vea la separación de la fase oleosa y la fase acuosa.
8. Con el papel filtro realizar un cono y colocar dentro del vaso de precipitación, en el papel filtro al pasar la mezcla queda la fase oleosa.
9. Colocar el vaso de precipitación con el papel filtro debajo del embudo de separación. Abrir suavemente la válvula hasta que toda el agua observada se traslade al vaso de precipitación y cerrar la válvula. Finalizado el traspaso de agua quitar el papel filtro del vaso.

10. Después de obtener un mínimo de 120 ml de mezcla en el vaso de precipitación. Agregar 2 gotas de fenolftaleína, que hace que la muestra cambie de transparente a color rosado.
11. Llevar el vaso de precipitación a la plancha para evaporar la mezcla hasta obtener 10 ml de la misma.
12. Agregar a la mezcla anterior 2 gotas de ácido sulfúrico que hace que la mezcla cambie de color rosado a transparente.
13. Añadir 2 gotas de permanganato de potasio a la mezcla anterior, y el color cambia a amarillo.
14. Agregar 2 gotas de oxalato.
15. Agregar 100 ml de agua destilada.
16. Añadir la capsula de agitación al vaso de precipitación con la muestra y colocar en el potenciómetro.
17. Dar lectura del resultado que indica el potenciómetro, y registrar.
18. Desmontar el potenciómetro limpiar y guardar. Lavar los materiales de vidrio con nafta y secar con acetona y en la estufa.
19. El resultado debe ser reportado con dos cifras decimales.

2.9 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE ÁCIDO

BASADO EN LA NORMA ASTM – D 664

EQUIPOS, MATERIALES Y REACTIVOS:

- Equipo Titrande 902, titulador potenciométrico
- Un electrodo combinado Ag/AgCl
- Balanza
- Vasos de precipitación 250mL
- Probeta 250mL
- Embudo de separación de 2000mL
- Cápsula de agitación

Reactivos

- Solvente de titulación: Adicionar $5 \pm 0,2$ mL de agua a $495 \pm 0,5$ mL de 2 propanol anhidro y mezclar bien, adicionar $500 \text{ mL} \pm 0,5 \text{ mL}$ de tolueno.
- Hidróxido de potasio KOH (0,1 mol/L)
- Ftalato ácido de potasio (0,1 mol/L)

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760 mmHg., 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.
3. Encender el titulador potenciométrico.
4. Sumergir 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 2propanol 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 siguiente tabla:

TABLA 2.2 Cantidad adecuada de muestra, ensayo número de ácido

Número ácido	Peso de la porción de prueba, g	Exactitud de prueba, g
$0,05 \leq 1,0$	$20,0 \pm 2,0$	0,10
$1,0 \leq 5,0$	$5,0 \pm 0,5$	0,02
$5 \leq 20$	$1,0 \pm 0,1$	0,005
$20 \leq 100$	$0,25 \pm 0,02$	0,001
$100 \leq 260$	$0,1 \pm 0,01$	0,0005

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

6. Agregar 20 gramos de muestra al vaso de precipitación, de acuerdo con las especificaciones el crudo Oriente está en un rango de 0,15 – 0,19 mg KOH/g.
7. Adicionar con la ayuda de una probeta 125mL de solvente de titulación al vaso de precipitación.
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 equipo graficará potencial/volumen determinando a través de software el volumen consumido de KOH para alcanzar el punto de inflexión.
11. Registrar el valor número de ácido en mg KOH/g, el resultado debe ser reportado con cuatro cifras decimales.
12. Enjuague los electrodos y la punta del dispensador con el solvente de titulación, después con 2 propanol y finalmente con agua grado reactivo.

2.10 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE VAPOR REID DEL CRUDO

BASADO EN LA NORMA ASTM – D 5762

EQUIPOS Y MATERIALES

- Agitador eléctrico
- Cámara de aire
- Cámara de vapor
- Manómetro
- Baño de agua a una temperatura de $37,8 \pm 0,1$ °C ($100 \pm 0,2$ °F).
- Termómetro
- Congeladora o baño de refrigeración

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Encender el baño de agua y regular a una temperatura de $37,8 \pm 0,1$ °C ($100 \pm 0,2$ °F), aproximadamente en 30 minutos llega a la temperatura deseada. Verificar mediante el uso de un termómetro calibrado que la temperatura del baño de agua se mantenga constante durante todo el ensayo.
4. Lavar la cámara de aire con nafta y secar con acetona, conectar ésta al manómetro y sumergirla por lo menos 25,4 mm (1 pulgada) por encima de su tope en el baño de agua, mínimo por 10 minutos antes de su acoplamiento con la cámara de líquido.
5. Colocar la cámara de líquido tapada con un corcho 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 al menos 10 min.
6. La muestra agitada colocarla en el refrigerador aproximadamente 4 minutos para evitar que los componentes volátiles se pierdan fácil al abrir el recipiente de la muestra.
7. Sacar la muestra del congelador o baño de refrigeración y trasladar una cantidad de muestra a la cámara de líquido con cuidado hasta rebosar, teniendo la precaución de eliminar de una manera adecuada los desbordamientos de muestra para evitar riesgo de incendio.
8. Golpear la cámara de líquido ligeramente contra la mesa de trabajo, para asegurar que la muestra esté libre de burbujas de aire. Si el nivel baja, rellenar hasta el tope; en el caso de existir burbujas retirarlas con la ayuda de papel filtro.

9. Retirar inmediatamente la cámara de aire del baño de agua, procurando evitar los movimientos indebidos que podrían promover un gran intercambio de aire a temperatura ambiente.
10. Acoplar la cámara de aire a la cámara de líquido lo más rápidamente posible máximo en 20 segundos, evitando el derrame de muestra.
11. El equipo ensamblado girar 180 °C con la finalidad de que toda la muestra de la cámara de líquido drene a la cámara de aire. Con el aparato todavía invertido, agitar vigorosamente hasta ocho veces hacia abajo.
12. Colocar el equipo la posición correcta con el manómetro hacia arriba, y sumergir el equipo en el baño de agua verificando que la temperatura se mantenga $37,8 \pm 0,1$ °C ($100 \pm 0,2$ °F). El manómetro encaja en las ranuras de metal del baño de temperatura que mantienen al mismo fuera del baño de temperatura; y las cámaras de vapor y de líquido deben quedar sumergidas.
13. Después de que el equipo ensamblado ha estado en el baño de agua durante por lo menos 5 minutos, observar la lectura en el manómetro.
14. Retirar el equipo del baño y agitar 8 veces. En intervalos de no menos de 5 minutos, observar la lectura del manómetro y sacar el equipo del baño para volverlo agitar. Repetir la agitación hasta un total de no menos de cinco sacudidas y observar las lecturas en el manómetro.
15. Continuar 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.
16. Leer la presión manométrica final y registrar este valor como la presión de vapor Reid de la muestra.
17. La norma indica que el resultado debe ser expresado en KPa, si el manómetro esta graduado en PSI hay que realizar la transformación con la siguiente equivalencia $1\text{PSI} = 6,89476\text{ KPa}$.
18. Reportar el resultado con dos cifras decimales.
19. Retirar el equipo del baño y dejar que se enfríen tiempo aproximado de 15 minutos.
20. Desmontar el equipo y limpiarlo.

2.11 DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE ESCURRIMIENTO DEL CRUDO

BASADO EN LA NORMA ASTM D – 97

EQUIPOS Y MATERIALES:

- Recipiente de prueba: tubo de vidrio, fondo plano.
- Termómetro
- Corcho con orificio en medio para insertar termómetro
- Baño de temperatura constante

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Verter el crudo en un vaso plástico limpio y seco para facilitar el manejo de la muestra. El recipiente de prueba es un cilindro de fondo plano, de 3 a 3,35 cm de diámetro y de 11,5 a 12.5 cm de altura. La marquilla de llenado debe estar a $5,4 \pm 0,3$ cm del fondo. Trasladar la muestra de crudo dentro del recipiente de prueba hasta la línea blanca horizontal (marquilla) que indica marca de nivel.
4. Colocar el termómetro en el orificio del corcho y cerrar el recipiente de prueba.
5. Chequear el correcto montaje del equipo e insertar el recipiente de prueba en el baño de temperatura constante.
6. Después de que el crudo se haya enfriado permitir la formación de cristales de parafina, tener cuidado de no alterar la masa de crudo, no permitir que

el termómetro se mueva mientras se realiza el ensayo; cualquier disturbio conducirá a resultados erróneos.

7. Examinar la apariencia del crudo cuando la temperatura esté 9° C por encima del punto de fluidez esperado y después de dicha temperatura cada 5 minutos retirar el recipiente de prueba del baño de temperatura constante para observar la muestra.
8. Al retirar el recipiente de prueba del baño de temperatura constante, remover la mezcla condensada que se forma fuera del recipiente de prueba y no permite observar con claridad, utilizando un trapo limpio húmedo. Inclinar el recipiente de prueba lo suficiente para determinar si hay algún movimiento de crudo, esta operación no debe demorar más de 3 segundos. Volver a ingresar el recipiente en el baño de temperatura constante.
9. Tan pronto como el crudo no fluya al inclinar el recipiente, colocar en una posición horizontal por 5 segundos. Si el crudo muestra algún movimiento, volver a colocar el recipiente nuevamente en el baño de temperatura constante y observar después de 1 a 2 minutos.
10. Continuar de esta manera hasta que se alcance el punto de fluidez al cual el crudo ya no tiene movimiento cuando el recipiente de prueba es colocado en posición horizontal por 5 segundos.
11. Registrar la lectura del termómetro. Los puntos de fluidez se expresan como enteros positivos o negativos múltiplos de 3°C.
12. Al valor registrado hay que restar 3 grados centígrados para reportar el resultado final.
13. El resultado final debe ser reportado con una cifra decimal.

2.12 DETERMINACIÓN DE RESIDUOS DE CARBÓN EN EL CRUDO

BASADO EN LA NORMA ASTM D-4530

EQUIPOS, MATERIALES Y REACTIVOS:

Materiales:

- Equipo Micro Carbon Residue Tester MCRT-160
- Agitador eléctrico

- Balanza analítica, con +/- 0.0001 g de sensibilidad a 20 g de capacidad mínima de pesaje.
- Viales de vidrio
- Soporte para viales
- Pipeta Pasteur
- Pinza
- Desecador

Reactivos:

- Nitrógeno al 99.998% de pureza.
- Materiales de referencia certificados, interlaboratorio y/o secundarios.

PROCEDIMIENTO:

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Homogenizar la muestra a ser ensayada, si es necesario calentando primero para reducir su viscosidad. Las muestras que son líquidos homogéneos se pueden transferir directamente a viales utilizando una pipeta Pasteur; este procedimiento se debe utilizar para el crudo Oriente. Los materiales sólidos también pueden ser calentados; o congelados con nitrógeno líquido, y además destruidos para proporcionar piezas manejables.
4. Durante el pesaje y el llenado, manejar el vial con pinzas para ayudar a minimizar los errores de pesaje. Desechar los viales de muestra después de su uso.

- 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 0,0001g.

FIGURA 2.4 Guía para la determinación del tamaño de la muestra para el ensayo residuos de carbón

Descripción de la muestra	Esperado de carbono de residuos, (m / m)%	Tamaño Recomendado de la muestra (g)
Negro, viscosa o sólida	> 5	0,15 ± 0,05
Marrón, viscosa	1-5	0,5 ± 0,1
Consistencia del aceite de lubricación y la apariencia, el 10% de los fondos en el material destilado	0,1- <1	1,5 ± 0,5
Solamente viales grandes	<0,1	± 5,0 1,0
solamente viales pequeños	<0,1	1,5 ± 0,5

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

- Tarar el vial, y transferir una masa adecuada de la muestra de 0,15 g aproximadamente de acuerdo con las características de la tabla, utilizando una pipeta Pasteur. Pesar la masa de la muestra con aproximación a 0.0001g, y registrar. Tener cuidado de manchar o salpicar las paredes del vial con muestra.
- Colocar los viales de muestra cargados en el soporte del vial hasta doce, en el sentido de las manecillas del reloj.
- Guardar los viales en el desecador para ser transportados hasta el horno.
- Verificar que el horno se encuentre con un rango de presión de 70 – 90[Kpa], y un flujo bajo de 0,15 y un flujo alto de 0,6. Aplastando el botón que se encuentra abajo del indicador de flujo y la perilla se puede regular estos parámetros.
- Con el horno a menos de 100 ° C, coloque el soporte de los viales en la cámara de horno y asegurar la tapa. Purgar con nitrógeno durante al menos 10 min a 600 mL/min. A continuación, disminuir la purga a 150 mL/min y calentar el horno lentamente a 500 ° C de 10 ° C/min a 15 ° C/min.

11. Si las espumas o las salpicaduras de la muestra, causan pérdida de la muestra, descartar y repetir la prueba. Las salpicaduras pueden ser debido al agua que puede ser eliminada por calentamiento suave antes, seguido de un barrido de nitrógeno. Alternativamente, una muestra de menor tamaño se puede utilizar.
12. No abrir el horno al aire en cualquier momento durante el ciclo de calentamiento. La introducción de aire probablemente hará que la muestra se encienda y echar a perder la prueba.
13. Abrir el horno sólo después de que la temperatura del horno cae por debajo de 100 ° C durante la etapa de enfriamiento. Cuando la temperatura del horno es inferior a 100 ° C, retire el soporte del vial para su posterior enfriamiento en el desecador.
14. Mantener el horno a 500 ° C +/- 2 ° C. A continuación, apague el suministro de energía del horno y deje que el horno se enfríe libremente, mientras purga el nitrógeno a 600 mL/min y posteriormente apagar.
15. Trasladar los viales mantenidos en su lugar en el soporte del vial al desecador y permitir que se enfríen a la temperatura ambiente.
16. Pesar los viales enfriados al 0,0001 g y registrar valor más cercano. Manejar los viales con pinzas. Desechar los viales de vidrio de muestras utilizadas.
17. El resultado debe ser reportado con cuatro cifras decimales.

2.13 DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DEL CRUDO

BASADO EN LA NORMA ASTM D – 445

EQUIPOS Y MATERIALES

Instrumentos y Equipos de Medición

- **Viscosímetros:** Usar viscosímetros calibrados de tipo vidrio capilar, que puedan utilizarse para determinar la viscosidad cinemática dentro de los límites de precisión.
- **Soportes para Viscosímetro:** Utilizar soportes que permitan mantener en posición vertical en todas las direcciones.
- **Propipeta o pipeteador**

- **Baño de Temperatura Constante:** Usar un baño con un líquido transparente de suficiente profundidad para que cualquier porción de la muestra en el viscosímetro este como mínimo 20 mm debajo de la superficie del líquido y al menos 20 mm sobre el fondo del baño.
- **Control De Temperatura:** Para cada conjunto de mediciones de tiempo de flujo, se debe controlar la temperatura del líquido de baño, si esta se encuentra en el rango de 15 a 100 °C la desviación no debe ser superior a ± 0.02 °C de la temperatura seleccionada. Para temperaturas fuera de este rango, la desviación de la temperatura deseada no debe ser superior a ± 0.05 °C.
- **Termómetro Digital:** Si se utilizan termómetros de vidrio se recomienda utilizar dos, mismos que deberán coincidir en ± 0.04 °C.
- **Cronómetro:** Use cualquier cronómetro que sea capaz de tomar lecturas de hasta 0,1 s o menos, que tenga una exactitud dentro de $\pm 0,07\%$ de la lectura cuando se analice sobre los intervalos mínimo y máximo de los tiempos de flujo esperados. La calibración de este cronómetro se realizará anualmente y sus verificaciones se ejecutarán semestralmente.

PROCEDIMIENTO

1. Colocar en el agitador eléctrico el recipiente que contiene la muestra mínimo por 5 minutos, este proceso tiene el objetivo de mezclar todos los componentes de la muestra para homogenizar la misma, debido a que al estar en estado de reposo y por efecto de la gravedad el agua el crudo y el gas se separan.
2. Considerar las condiciones ambientales requeridas, como la humedad relativa máximo 85%, la temperatura ambiente de trabajo máximo hasta 30 °C (86 °F) y presión atmosférica máximo 760mmHg., 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.
3. Precalentar el viscosímetro en el baño de temperatura constante a la temperatura de ensayo, a fin de asegurar que la muestra no se enfríe al ser cargada.
4. Colocar una cantidad de muestra en un vaso de plástico limpio y nuevo para facilitar el manejo de la propipeta. Cargar el Viscosímetro Cannon Fenske Opaque de la siguiente manera, colocar el tubo de mayor diámetro dentro del vaso con la muestra y el tubo con menor diámetro conectar con la propipeta y succionar la muestra hasta la línea indicadora del bulbo.

5. El viscosímetro CANNON FENSKE OPAQUE es utilizado para las dos mediciones de tiempo de flujo, cuando dichas mediciones se ejecuten de forma consecutiva sin que sea necesario realizar una limpieza del viscosímetro entre cada medición.
6. Dejar los capilares cargados en el baño de temperatura constante el tiempo suficiente para alcanzar la temperatura de análisis, treinta minutos es suficiente.
7. En este ensayo se realizó mediciones para las temperaturas de 30°C, 40°C y 50°C, ocupando los baños de temperatura correspondientes.
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 registre los dos tiempos medidos.
9. Calcular los dos valores de viscosidad cinemática en mm^2/s , a partir de cada tiempo de flujo medido. Usar el promedio de estos valores determinados para calcular el resultado de viscosidad cinemática que se informará y registrará como resultado, si los dos valores determinados de viscosidad cinemática están de acuerdo a la determinabilidad declarada.
10. Si las viscosidades cinemáticas calculadas no coinciden, repita la medición de tiempo de flujo después de una limpieza minuciosa, secado de los viscosímetros y filtración de la muestra.
11. El resultado debe ser expresado con dos cifras decimales.

CAPÍTULO 3

DATOS EXPERIMENTALES, CÁLCULOS Y RESULTADOS

3.1 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DE LA DENSIDAD Y GRAVEDAD API DEL CRUDO POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO

TABLA 3.1 DATOS DE TEMPERATURA OBSERVADA Y CORREGIDA POR EL TERMÓMETRO ASTM 12C

n	T _{ambiente} [°C]	T _{ambiente} corregida [°C]	Primera lectura		Segunda lectura		Diferencia entre T _{ambiente} y T _{muestra} [°C]	Cumple criterio
			T _{muestra} [°C]	T _{muestra} corregida [°C]	T _{muestra} [°C]	T _{muestra} corregida [°C]		
1	24,9	24,8	24,9	24,8	24,9	24,8	0	SI
2	24,9	24,8	24,9	24,8	24,9	24,8	0	SI
3	23,2	23,1	23,2	23,1	23,2	23,1	0	SI

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

FIGURA 3.1 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD API A TEMPERATURA ESTANDAR (60°F) EN EL PROGRAMA CERCAL

TABLA 5A CRUDOS GUIDE 1250-(2004)		
DATOS DE ENTRADA		
PRODUCTO :	CRUDOS	
API OBSERVADO	25,760	°API
TEMPERATURA OBSERVADA	24,8	°C
PRESIÓN	0	psi
API corregido @ 15,6 °C	24,7	°API
DENS. RELAT. @ 15,6 °C	0,9059	
DENSIDAD A 15°C	0,9054	Kg/L

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

FIGURA 3.2 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD API A TEMPERATURA ESTANDAR (60°F) EN EL PROGRAMA CERCAL

TABLA 5A CRUDOS GUIDE 1250-(2004)		
DATOS DE ENTRADA		
PRODUCTO :	CRUDOS	
API OBSERVADO	25,66	°API
TEMPERATURA OBSERVADA	23,1	°C
PRESIÓN	0	psi
API corregido @ 15,6 °C	24,8	°API
DENS. RELAT. @ 15,6 °C	0,9053	
DENSIDAD A 15°C	0,9048	Kg/L

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

TABLA 3.2 DATOS DE GRAVEDAD API OBSERVADA Y CORREGIDA

n	°API observado	°API, corregido por menisco	°API, corregido por hidrómetro 53H	T _{muestra} [°C]
1	25,9	25,8	25,76	24,8
2	25,9	25,8	25,76	24,8
3	25,8	25,7	25,66	23,1

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

TABLA 3.3 RESULTADO DE GRAVEDAD API, DENSIDAD RELATIVA, DENSIDAD

n	°API 15,6 °C [60°F]	DENSIDAD RELATIVA 15,6 °C [60°F]	DENSIDAD A 15 °C [Kg / L]
1	24,7	0,9059	905,4
2	24,7	0,9059	905,4
3	24,8	0,9053	904,8
Promedio	24,7	0,9057	905,2

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.2 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE AGUA EN CRUDO POR DESTILACIÓN

TABLA 3.4 DATOS EN (ml) DE AGUA EN LA TRAMPA, DE AGUA EN EL XILENO Y MUESTRA DEL ENSAYO

n	A	B	C
1	0,400	0,040	200
2	0,400	0,040	200
3	0,400	0,040	200

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

Calcular el contenido de agua de la muestra utilizando la siguiente ecuación:

$$volumen \% = \frac{A - B}{C} * 100 \quad (3.1)$$

Dónde:

A = ml de agua en la trampa.

B = ml de agua del xileno.

C = ml de muestra de ensayo

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. En este caso el xileno utilizado tiene 0,01% en agua. Para calcular B, multiplicar la cantidad de xileno utilizado por el porcentaje del xileno en el agua.

A = 0,400 ml

B = 400ml * 0,0001 = 0,04 ml

C = 200 ml

$$volumen \% = \frac{0,400 - 0,040}{200} * 100$$

$$volumen \% = 0,180$$

Reportar el valor al 0.025 ml más cercano

$$volumen \% = 0,175 \pm 0,074 \%$$

TABLA 3.5 RESULTADO DE LOS CÁLCULO DE CONTENIDO DE AGUA EN EL CRUDO

n	[% volumen]
1	0,175
2	0,175
3	0,175
Promedio	0,175

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.3 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN EN CRUDOS

TABLA 3.6 PESO EN LA BALANZA EN GRAMOS DEL DEDAL, DEDAL CON SEDMIENTOS Y DE LA MUESTRA DE CRUDO

n	m ₁ [g]	m ₃ [g]	M [g]	m ₃ - m ₁ [g]
1	16,2218	16,2230	10,0543	0,0012
2	16,0348	16,0361	10,0724	0,0013
3	16,3731	16,3744	10,0256	0,0013

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

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

$$S = \frac{(m_3 - m_1)}{M} * 100 \quad (3.2)$$

Dónde:

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

m₁: masa en gramos, del dedal

m₃: masa en gramos, del cartucho con los sedimentos el peso final.

M: es la masa, en gramos de la muestra

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

$$S_v = \frac{S}{2,0} * \text{densidad relativa del crudo} \quad (3.3)$$

Dónde:

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

S_v: contenido de sedimento de la muestra expresado en % peso

Densidad relativa = 0,9057

TABLA 3.7 RESULTADOS DEL PORCENTAJE EN MASA Y PESO DE LOS SEDIMENTOS E EL CRUDO

n	S [% masa]	S _v [% volumen]
1	0,01	0,005
2	0,01	0,006
3	0,01	0,006
Promedio	0,01	0,006

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.4 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO PARA LA DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EXPERIMENTAL Y TEÓRICO EN CRUDO

TABLA 3.8 DATOS DE LAS LECTURAS DE BSW EXPERIMENTALES EN CADA TUBO DE VIDRIO

n	BSW_{tubo1} [%]	BSW_{tubo2} [%]
1	0,05	0,05
2	0,05	0,05
3	0,05	0,05

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

Calcular el porcentaje de BSW total aplicando la siguiente fórmula:

$$BSW_{total} = BSW_{tubo1} + BSW_{tubo2} \quad [\%] \quad (3.4)$$

TABLA 3.9 RESULTADO DEL BSW TOTAL EXPERIMENTAL

n	<i>BSW_{total}</i> [% volumen]
1	0,10
2	0,10
3	0,10
Promedio	0,10

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

RESULTADO DEL BSW TOTAL CALCULADO

$$BSW_{total\ calculado} = (\text{contenido de agua} + \text{contenido de sedimentos}) \quad [\% \text{ volumen}]$$

$$BSW_{total\ calculado} = (0,175 + 0,006) [\%]$$

$$BSW_{total\ calculado} = \mathbf{0,18} \quad [\% \text{ volumen}]$$

3.5 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS

Calcular el contenido asfaltenos, aplicando la siguiente ecuación:

$$A = \frac{m_1 - m_2}{m_3} * 100 \quad (3.6)$$

Dónde:

A: contenido de asfaltenos en porcentaje en peso

m₁: peso del papel filtro con asfaltenos, en gramos

m₂: peso del papel filtro, en gramos

m₃: masa de la muestra, en gramos

TABLA 3.10 PESO EN LA BALANZA EN GRAMOS DEL PAPEL FILTRO MAS ASFALTENOS, PAPEL FILTRO, MASA DE LA MUESTRA

n	m_1 [g]	m_2 [g]	m_3 [g]	$m_1 - m_2$ [g]
1	0,1518	0,0757	1,0261	0,0761
2	0,1602	0,0838	1,0132	0,0764
3	0,1563	0,0798	1,0270	0,0765

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

TABLA 3.11 RESULTADO DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS PORCENTAJE EN PESO

n	A [% peso]
1	7,42
2	7,54
3	7,45
Promedio	7,47

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.6 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE AZUFRE TOTAL EN CRUDO

En la tabla 3.12 se detallan los resultados del contenido de azufre del crudo carga, esta propiedad es una de las más relevantes junto con la gravedad API.

TABLA 3.12 RESULTADO DEL AZUFRE TOTAL EN CRUDO

n	Contenido de azufre [% peso]
1	1,451
2	1,440
3	1,436
Promedio	1,442

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.7 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE NITRÓGENO TOTAL EN CRUDO

TABLA 3.13 RESULTADO DEL NITRÓGENO TOTAL EN CRUDO

N	Contenido de nitrógeno [mg/L]
1	2157,18
2	2139,71
3	2206,14
Promedio	2167,68

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.8 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL CONTENIDO DE SAL EN CRUDO

TABLA 3.14 RESULTADO DEL CONTENIDO DE SAL EN CRUDO

N	Contenido de sal [ptb]
1	11,38
2	11,38
3	11,37
Promedio	11,38

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.9 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL NÚMERO DE ÁCIDO DEL CRUDO

TABLA 3.15 RESULTADO DEL NÚMERO DE ÁCIDO

n	Número de ácido [mg KOH/g]
1	0,1723
2	0,1745
3	0,1736
Promedio	0,1735

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.10 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DE LA PRESIÓN DE VAPOR REID DEL CRUDO

TABLA 3.16 RESULTADO DE LA PRESIÓN DE VAPOR DE REID

n	PVR [PSI]	PVR [KPa]
1	2,75	18,96
2	2,75	18,96
3	2,75	18,96
Promedio	2,75	18,96

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

Para la transformación de unidades:

$$1\text{PSI} = 6,89476 \text{ KPa}$$

3.11 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DEL PUNTO DE ESCURRIMIENTO

Agregar 3°C (5 °F) a la temperatura leída y reportar la temperatura sumada los 3°C como el punto de fluidez.

$$T_{\text{punto fluidez}} = -36 \text{ °C}$$

$$T_{\text{punto fluidez corregida}} = -(36 + 3) \text{ °C} \quad (3.7)$$

$$T_{\text{punto fluidez corregida}} = -39,0 \text{ °C}$$

TABLA 3.17 RESULTADO DEL PUNTO DE ESCURRIMIENTO

n	T [°C]	T corregida [°C]
1	-36	-39,0
2	-36	-39,0
3	-36	-39,0
Promedio	-36	-39,0

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.12 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO RESIDUOS DE CARBÓN EN EL CRUDO

TABLA 3.18 PESO EN GRAMOS DEL VIAL, DE LA MUESTRA Y DE LOS RESIDUOS DE CARBÓN MÁS EL VIAL

n	1	2	3
Peso del vial [g]	2,5142	2,5098	2,5247
Peso de la muestra [g]	0,1552	0,1528	0,1539
Peso de los residuos de carbón más el vial [g]	2,5281	2,5229	2,5375

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

Calcular el contenido de carbón del crudo como porcentaje, aplicando la siguiente ecuación:

$$RC = \frac{A}{B} * 100 \quad (3.8)$$

Dónde:

RC: Residuo de carbón porcentaje

A: Residuo de carbono, g.

B: Muestra utilizada, g

$$RC = \frac{2,5281 - 2,5142}{0,1552} * 100$$

RC = 8,97%

$$RC = \frac{2,5229 - 2,5098}{0,1528} * 100$$

RC = 8,57%

$$RC = \frac{2,5375 - 2,5247}{0,1539} * 100$$

RC = 8,32%

TABLA 3.19 RESULTADO DEL RESIDUO DE CARBONO EN EL CRUDO

n	RC [% m/m]
1	8,97
2	8,57
3	8,32
Promedio	8,62

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

3.13 DATOS, CÁLCULOS Y RESULTADO DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA EN EL CRUDO

Calcular la viscosidad cinemática v_1 y v_2 a la misma temperatura, a partir de la medición de tiempo de flujo t_1 y t_2 , y las constantes de calibración del viscosímetro que correspondan a cada uno de los bulbos del viscosímetro C y J, por medio de la siguiente ecuación:

$$v_1 = C_1 * t_1 \quad (3.9)$$

$$v_2 = C_2 * t_2$$

Dónde:

$v_{1,2}$: Viscosidad cinemática [mm^2/s]

$C_{1,2}$: Constantes de calibración de cada bulbo del viscosímetro [mm^2/s^2]

$T_{1,2}$: Tiempo de flujo, [s]

El ensayo se realizó a tres temperaturas diferentes de 30°C, 40°C y 50°C, en los respectivos baños de temperatura constante.

El viscosímetro utilizado es el CANNON 200 748E; que para el crudo Oriente es el indicado puesto que los valores de tiempo en el primer y segundo bulbo están dentro del rango que indica la norma y no debe ser menor a 200 segundos para cada bulbo.

El resultado de viscosidad es el promedio de las viscosidades de v_1 y la v_2 a la misma temperatura.

TABLA 3.20 VISCOSIDAD, TEMPERATURA A 30°C

Bulbo	Constante	Tiempo[s]	Viscosidad [mm ² /s]
C	0,1082	578,57	62,6013
J	0,08502	735,02	62,4914
Promedio			62,55

ELABORADO POR: Mónica Bastidas**TABLA 3.21** VISCOSIDAD, TEMPERATURA A 40°C

Bulbo	Constante	Tiempo[s]	Viscosidad [mm ² /s]
C	0,1083	303,54	33,8734
J	0,08512	390,13	33,2079
Promedio			33,04

ELABORADO POR: Mónica Bastidas**TABLA 3.22** VISCOSIDAD, TEMPERATURA A 50°C

Bulbo	Constante	Tiempo[s]	Viscosidad [mm ² /s]
C	0,1084	313,12	33,9422
J	0,08552	405,67	34,5711
Promedio			34,26

ELABORADO POR: Mónica Bastidas**TABLA 3.23** RESULTADO DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 30°C ,40 °C Y 50 °C

Temperatura [°C]	v_1 [mm ² /s]	v_2 [mm ² /s]	v [mm ² /s]
30	62,6013	62,4914	62,55
40	33,8734	33,2079	33,04
50	33,9422	34,5711	34,26

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

TABLA 3.24 CUADRO DE RESUMEN DE RESULTADOS DE LOS ENSAYOS

NORMA ASTM	PROPIEDAD	RESULTADO	UNIDAD	
D – 1298	API 15,6 °C [60°F]	24,7	°API	
	Densidad Relativa 15,6 °C [60°F]	0,9057	-	
	Densidad A 15 °C	905,2	[Kg / L]	
D – 4006	Contenido de agua por destilación	0,175	% volumen	
D – 473	Contenido de sedimentos por extracción	0,006	% volumen	
D – 4007	Contenido de agua y sedimentos	Experimental	0,10	% volumen
		Calculado	0,18	
D – 3279	Contenido de asfaltenos	7,47	% peso	
D – 4294	Contenido de Azufre	1,44	% peso	
D – 5762	Contenido de nitrógeno	2167,68	[mg/L]	
D – 3230	Contenido de sal	11,38	ptb	
D – 664	Número ácido	0,1735	[mg KOH/g]	
D – 323	Presión de vapor	18,96	KPa	
D – 97	Punto de escurrimiento	-39,0	°C	
D – 4530	Residuos carbonosos	8,62	% m/m	
D – 445	Viscosidad cinemática en líquidos oscuros	30°C	62,55	[mm ² /s]
		40°C	33,04	
		50°C	34,26	

ELABORADO POR: Mónica Bastidas

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- Las propiedades físicas y químicas de cualquier tipo de hidrocarburo dependen no sólo de la cantidad de átomos de carbono en la molécula, sino también de la naturaleza de los enlaces químicos entre ellos. Los átomos de carbono se unen fácilmente entre sí, y con hidrógeno y heteroátomos en diferentes formas con enlaces simples, dobles y triples para formar diferentes clases de hidrocarburos.
- Las proporciones de los diferentes tipos de hidrocarburos, la distribución de la cantidad de carbono y la concentración de heteroelementos determina el rendimiento y la calidad de los productos refinados que se pueden producir en la refinería a partir de dicho crudo y, por lo tanto, el valor económico del crudo. Los diferentes tipos de crudo requieren distintas refinerías y operaciones para maximizar el valor de la gama de productos que producen.
- El crudo carga de la Refinería Estatal Esmeraldas, tiene una gravedad API de 24,7 °API por lo que se caracteriza como un crudo mediano en función de los grados API, y se caracteriza como crudo Oriente en función de la clasificación interna del Ecuador.
- El crudo Oriente tiene un color marrón oscuro.
- La medida de la gravedad API está definida por la norma ASTM D-1298; tiene gran importancia en el ámbito comercial, debido a que es utilizada como la medida de volumen o peso para la carga y la descarga del crudo y sus derivados; la cotización de los crudos depende en parte de esta propiedad. El crudo, mientras más ligero, ofrece mayores rendimientos en los procesos de refinación lo que justifica su mayor precio en el mercado. La gravedad API varía en forma inversa a la densidad es decir, cuánto más alta es la gravedad API menor es la densidad.
- La producción de petróleo de un yacimiento viene generalmente acompañada por agua cuya cantidad y grado de salinidad depende principalmente de la edad del yacimiento. Por lo general mientras más viejo es el yacimiento productor mayor será la cantidad de agua asociada al crudo.

- En el crudo, el agua se encuentra en parte disuelta y en parte bajo forma de emulsión, para determinar la cantidad de agua en el crudo realizar el ensayo de agua por destilación basado en la norma ASTM D – 4006. El conocimiento del contenido de agua es importante en la refinación, la compra, la venta o en la transferencia de crudos. El crudo Oriente tiene un porcentaje agua en crudo de 0,175% en volumen, que es bajo y se encuentra dentro del rango de aceptación.
- Altos porcentajes de agua humedecen preferencialmente la superficie del metal y favorecen la corrosión, y según Esaklul: en los pozos con un corte de agua bajo <50% la vida de la tubería de producción es aproximadamente de 5 años, pero una vez que el corte de agua aumenta, la vida de la tubería disminuye drásticamente y llega hasta seis meses aproximadamente para pozos con corte de agua por encima de 90%.
- El contenido de sedimentos en el crudo Oriente se realizó con el ensayo basado en la norma ASTM D – 473, y dio como resultado 0,006% en volumen es un porcentaje bajo y se encuentra dentro del rango. La presencia de sedimentos en los crudos puede causar el taponamiento de las tuberías y formaciones pastosas en el asiento de los tanques de almacenamiento de difícil limpieza lo que conlleva a un vaciado del tanque, produciendo pérdida en el tiempo de producción y costos adicionales.
- Los sedimentos y lodo, que se disuelven en el líquido incrementan potencialmente la viscosidad; los que son insolubles en el crudo, se pueden asentar en el fondo de los tanques de almacenamiento o permanecer en el crudo formando una emulsión.
- El nivel de separación entre la parte agua-sedimentos y el crudo, en los tanques de almacenamiento debe estar a 50 cm por debajo del orificio de aspiración, o se equipa al tubo de aspiración con filtros.
- Determinar el contenido de agua y sedimentos es importante para medir con precisión los volúmenes netos de crudo real en las ventas, los impuestos, los intercambios y las transferencias de custodia.
- El resultado del BSW experimental basado en la norma ASTM D – 4007 es 0,10% en volumen; y el BSW calculado con la suma de agua por destilación basado en la norma ASTM D – 4006, más sedimentos por extracción basado en la norma ASTM D – 473 da como resultado 0,18%. La diferencia entre los dos resultados es la precisión del ensayo, el BSW calculado tiene mayor precisión que el BSW experimental debido a los materiales y técnica utilizados.

- El BSW contenido de agua y sedimentos, calculado es más exacto que el contenido de BSW experimental. El BSW calculado es el que se utiliza para comercializar el crudo mientras que el BSW experimental es una referencia de un ensayo rápido que se utiliza para ensayos de rutina que se obtiene en menor tiempo de ejecución.
- Durante los procesos de refinación, los asfaltenos se calientan, se funden y posteriormente se resolidifican formando residuos carbonosos y sedimentos. Por lo que se convierten en uno de los principales factores que tienden a envenenar los catalizadores debido a la deposición de metales y carbón sobre la superficie de estos.
- El ensayo para determinar contenido de asfaltenos se lo realiza basado en la norma D – 3279, y dio como resultado 7,47% en peso. La cantidad de asfaltenos está directamente ligada de forma inversa a la estabilidad del crudo, entre menor es este valor más estable es el crudo.
- La cantidad de azufre en el crudo Oriente es de 1,44% en peso, lo que indica que es un crudo agrio. La ejecución del ensayo está basada en la norma ASTM D – 4294. El azufre puede variar entre 0.1 y más del 8%; este contenido está relacionado con la densidad del crudo y, por lo tanto, con su calidad.
- El azufre es el heteroátomo más abundante en el crudo y el que más afecta el proceso de transporte y refinación. Los altos niveles de azufre en el flujo pueden desactivar los catalizadores que aceleran las reacciones químicas en ciertos procesos de refinación, provocar la corrosión en el equipo o recipientes que lo contienen, generar la emisión a la atmósfera de compuestos contaminantes y malolientes de azufre, que están sujetos a estrictos controles reglamentarios.
- Los asfaltos, sedimentos y heteroátomos presentes en el crudo se acumulan en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones en superficie. Estos componentes presentes en el crudo también producen la corrosión y liqueo.
- El ensayo de contenido de nitrógeno se realizó basado en la norma ASTM D – 5762, con un resultado de 2167,68 ppm. La industria petrolera es la tercera generadora de óxidos de nitrógeno, los óxidos de nitrógeno reaccionan con la luz solar y son componentes de la lluvia ácida, la exposición de altos niveles de óxidos de nitrógeno pueden causar problemas para la salud.

- El ensayo de contenido de sal se ejecuta, basado en la norma ASTM D – 3230, con un resultado de 11,38 ptb. Los problemas del contenido de sal en el crudo son la disminución del diámetro del pozo lo que lleva a una disminución de la producción; las sales que se depositan en las tuberías, en los tubos de los intercambiadores disminuyen la transferencia de calor, y en los tubos de los hornos crea puntos calientes que favorece a la deposición de coque.
- El número de ácido es un parámetro que indica la cantidad de ácidos orgánicos presentes en el crudo o fracción. Se mide en miligramos de KOH requeridos para neutralizar la acidez de un gramo de muestra, valores por encima de 0,15 se consideran elevados. El crudo Oriente obtuvo un resultado de número de ácido de 0,17 mg KOH/g que es elevado, el ensayo se realizó basado en la norma ASTM D – 664.
- La presión de vapor de los crudos es utilizada para el manejo y el tratamiento general e inicial de la refinería; también es utilizada como una medida indirecta de la tasa de evaporación de disolventes volátiles del petróleo. El ensayo para medir esta propiedad está basada en la norma ASTM D – 323 obteniendo un resultado de 18,98 Kpa; es el primer ensayo que debe realizar.
- La medida de la presión de vapor es importante conocer debido que en el transcurso de las diversas operaciones de trasiego que es el llenado y vaciado de cisternas y tanques, se aprecian pérdidas de hidrocarburos ligeros; para evitar estas pérdidas es recomendable utilizar tanques de techo flotante.
- El punto de vertido junto con la viscosidad se debe considerar en el transporte y bombeo de los hidrocarburos, y en las estaciones del año principalmente el invierno y las tierras gélidas. El ensayo se lo realiza basado en la norma ASTM D – 97, obteniendo como resultado -39 °C.
- El ensayo de contenido de carbono nos indica la tendencia a la formación del coque. En crudos más pesados es normal que se obtengan valores más altos de este parámetro y se considera guarda una relación estrecha con el contenido de asfaltenos y en cierta forma con la estabilidad de estos en el medio que los contiene. El ensayo de este parámetro se lo realiza basado en la norma ASTM D – 4530, obteniendo como resultado 8,62% m/m.
- La medida de la viscosidad de los crudos a diferentes temperaturas es importante para el cálculo de las pérdidas de carga en los oleoductos, tuberías y condiciones de la refinería; para especificaciones de bombas e

intercambiadores, y para definir las posibilidades de bombeo de los productos y el tipo de régimen de los caños.

- La magnitud de la viscosidad depende de la conformación química del crudo y de la temperatura ambiente, de manera que a mayor proporción de fracciones ligeras, menor es la viscosidad como en el caso del crudo Oriente. El resultado de viscosidad obtenido a 30°C es 62,55 mm²/s, a 40°C es 33,04 mm²/s, a 50°C es 34,26 mm²/s, el ensayo se realizó basado en la norma ASTM D – 445.
- El presente trabajo también sirvió para constatar que los ensayos realizados en el Departamento del Laboratorio de la Refinería Esmeraldas cumplen con los procedimientos y los reglamentos basados en las normas ASTM.
- Inicialmente se planificó realizar 16 ensayos basados en las normas ASTM al crudo, pero se realizan 13 ensayos debido a que el tipo de crudo no se encuentra dentro del alcance de las normas para realizar los ensayos de punto de humo, punto de nube e índice de refracción.

RECOMENDACIONES:

- La muestra debe ser recolectada en envases de plástico nuevos limpios y secos que deben tener sus respectivas tapas. La muestra debe ser almacenada en un lugar adecuado a una presión y temperatura para que mantenga sus propiedades.
- Para los ensayos es importante considerar que la muestra, se debe agitar en su envase original cerrado a fin de minimizar la pérdida de componentes ligeros y mezclar todos los componentes del crudo; debido que al estar en reposo el gas, agua y petróleo se separan por efecto de la gravedad. Es recomendable agitar la muestra de crudo por aproximadamente 5 minutos en el agitador eléctrico.
- La limpieza y secado de todos los materiales de vidrio es importante, debido a que los resultados de los métodos de ensayo pueden verse afectados por agua y desechos adheridos a la superficie del aparato. Lavar los materiales de vidrio con nafta y enjuagar con acetona. Posteriormente colocar el material en la estufa aproximadamente a 60 °C por 30 minutos, para su respectivo secado.
- La determinación de la presión de vapor de Reid es el primer ensayo que debe realizarse, porque al abrir el envase donde se encuentra la muestra los componentes más volátiles se evaporan y el resultado se ve afectado. La muestra restante en el contenedor no puede ser utilizado para una segunda determinación de presión de vapor. Si necesario, obtener una nueva muestra.
- En el ensayo de la gravedad API es importante considerar que la diferencia entre la temperatura ambiente y la temperatura de la muestra en el recipiente que la contiene no difieran de 2°C. Realizar las correcciones respectivas al hidrómetro y termómetro para registrar los resultados.
- En el ensayo agua por destilación la lectura fuera de los límites establecidos, indica mal funcionamiento o ensamble inadecuado del equipo; debido a las fugas de vapor, hervir demasiado rápido, inexactitudes en las graduaciones de la trampa, o la entrada de humedad extraña.
- En el ensayo sedimentos por extracción, es muy importante la preparación del dedal nuevo o del dedal usado para realizar el experimento, debido a que una mala limpieza puede alterar la lectura en el resultado. La cantidad de muestra debe ser la adecuada y al momento de colocar en el dedal hay que tener cuidado de no manchar las paredes del mismo.

- Considerar la calibración del tubo de vidrio cónico y su limpieza para el ensayo de BSW experimental, son parámetros muy importantes debido a que una mala subdivisión en el tubo de vidrio y residuos, mostrarán resultados erróneos.
- Para la determinación de contenido de asfaltenos se debe tener precaución al momento de pesar la muestra debido a que es un gramo de muestra y hay que tener precisión para buenos resultados.
- En el ensayo para la determinación del contenido de azufre, calibrar correctamente el equipo mediante el tipo de crudo a ser analizado. Verificar que las celdas con crudo montadas para introducir en el equipo no tengan fugas.
- Para determinar el contenido de nitrógeno se debe tener precisión y cuidado para pesar 0,20 gramos de muestra, y colocar los reactivos en el orden.
- Para determinar la sal en crudo es importante, el pesar la cantidad adecuada de muestra y colocar en un orden secuencial los reactivos para observar el cambio de colores en el ensayo.
- En el ensayo del punto de escurrimiento es importante comprobar que la muestra no fluya colocando el envase de prueba de manera horizontal por un tiempo de 5 segundos.
- En el ensayo de residuos de carbón verificar que el equipo este con los rangos de flujo alto, flujo bajo y la presión dentro de los límites, chequear las temperaturas para ingresar la muestra y para retirarla del equipo.
- Escoger el adecuado viscosímetro para determinar la viscosidad, y la cantidad adecuada de muestra garantizan resultados confiables.

BIBLIOGRAFÍA:

Alvarez, M. (2014). *Criterios para la aplicación de tecnologías en el transporte de aceite pesado y extrapesado basados en mejoradores de flujo* (Tesis que para optar por el grado de: Maestro en Ingeniería). México: Universidad Nacional Autónoma De México.

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. (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 Pour Point of Crude Oils, ASTM D 5853. 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. (2013). Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electronic Method), ASTM D 3230. 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>.

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

ASTM. (2012). Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products, ASTM D 6560. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM. (2012). Standard Test Method for Nitrogen in Petroleum and Petroleum Products by Boat – Inlet Chemiluminescence, ASTM D 5762. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM. (2011). Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products, ASTM D 2500. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

ASTM. (2012). Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Semi-Micro Color Indicator Titration, ASTM D 3339-11. Recuperado de <http://compass.astm.org>.

Bdigital. (2018). *Desarrollo e implementación de una metodología para la evaluación de integridad en pozos con calentamiento eléctrico*. Recuperado de <https://revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/1719/11611>

Baby, P., Rivadeneria, M., & Barragan, R. (2006). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: Schlumberger.

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

Cardenas, C. (2015). *Análisis del Número Ácido que presentan crudos de diferente gravedad API y sus fracciones típicas* (Tesis que para obtener el título de Ingeniero Químico Petrolero). México: Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas.

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.

GPA. (s.f.) *Estudios y Servicios Petroleros S.R.L.*(Ficha técnica) Recuperado de: <http://oilproduction.net/files/GPA%20-%20Nota%20Tecnica%2087.pdf>

Gutiérrez, J., & Texas, A. (2013). *Análisis comparativo de datos reales contra la simulación mediante un software comercial por cambio del tipo de crudo en una planta combinada* (Tesis que para obtener el título de Ingeniero Químico). México: Universidad Nacional de México.

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

Peter L. Perez, A. Kate Gurnon, Kelly Chichak, John McDermott, Jaqueline de Paulo, Wenqing Peng, and Xiaoan Xie, GE Global Research. (2016). Mitigating

Wax Deposition From Crude Oils: Correlations Between Physical-Chemical Properties of Crude Oils and the Performance of Wax Inhibitors. SPE, 2-11.

Rodriguez, S. (2017). *Evaluación de la compatibilidad entre mezclas de petróleo crudo bajo condiciones dinámicas* (Tesis para obtener el grado de Doctor en Tecnología Avanzada). México: Centro de Investigación en Ciencia Aplicada y Tecnología Avanzada, Unidad Legaria.

Salazar, J. (s.f.). Análisis de contaminantes. Monografias.com. Recuperado de: <http://www.monografias.com/trabajos96/analisis-contaminantes-petroleo-crudo/analisis-contaminantes-petroleo-crudo.shtml#ixzz56HMYS3x>

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.

Villalva R. (2014). *Validación de métodos de ensayo: sedimento básico y agua, carbón Conradson, asfaltenos del crudo y derivados* (Trabajo de grado para la obtención del título de ingeniero químico). Universidad Central del Ecuador, Quito.

Villarreal. (s.f.). *Petróleo: Clasificación y caracterización*. Capítulo I. Recuperado de: <http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/590/1/CAP1.pdf>

Villareal M. (s.f.). *Petróleo: clasificación y caracterización*. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/590/1/CAP1.pdf>

Villegas T. (2010). *Características físicas y químicas del petróleo*. Blog petroinemasu. Disponible en: <http://petroinemasu.blogspot.com/2010/07/caracteristicas-fisicas-y-quimicas-del.html>

Venología. (2016). *Tipos de petróleo crudos según grados API*. Artículo de energía. Disponible en: <http://www.venologia.com/archivos/9589/>

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

ANEXOS

ANEXO No. 1

EL ASFALTO

El asfalto es un derivado de petróleo que se encuentra como sólido o semisólido, y es de color variable entre pardo y negro. Está constituido principalmente por asfaltenos, resinas y aceite, elementos que proporcionan características de consistencia, aglutinación y ductilidad; tiene propiedades cementantes a temperaturas ambientales normales. Al calentarse se ablanda gradualmente hasta alcanzar una consistencia líquida (La Comunidad Petrolera, 2016).

El principal componente del asfalto es el bitumen, también conocido como betún, el bitumen es la fracción residual, es decir, el fondo que queda tras la destilación fraccionada de petróleo, se trata de la parte más pesada y que tiene el punto de ebullición más alto del proceso.

Según el origen del petróleo, la composición de la base se divide en: base parafínica, base intermedia y base asfáltica. Los asfaltos para caminos provienen de los crudos de base intermedia y asfáltica. Los asfaltos de base asfáltica, es decir, asfaltos obtenidos de petróleos asfálticos, son los de mayor para pavimentación, ya que tienen buenas características ligantes y de resistencia al envejecimiento por acción del clima. Los asfaltos de base parafínica, se oxidan lentamente expuestos a la intemperie, dejando un residuo escamosos y de poco valor como ligante (Wulf, 2008).

Las propiedades más importantes del asfalto son:

Durabilidad: es la medida de que tanto puede retener un asfalto sus características originales cuando es expuesto a procesos normales de degradación y envejecimiento (Asphalt Institute, 1992).

Adhesión: es la capacidad del asfalto para adherirse al agregado en la mezcla de pavimentación (Asphalt Institute, 1992).

Cohesión: es la capacidad del asfalto para mantener firmemente, en su puesto, las partículas de agregado en el pavimento terminado (Asphalt Institute, 1992).

Susceptibilidad a la temperatura o tasa de variación de viscosidad con la temperatura: los asfaltos son termoplásticos; esto es, se vuelven más viscosos a medida que su temperatura disminuye, y menos viscosos a medida que su temperatura aumenta. La susceptibilidad a la temperatura varía entre asfaltos de petróleos de diferente origen, aún si los asfaltos tienen el mismo grado de consistencia (Asphalt Institute, 1992).

En la Refinería Estatal Esmeraldas actualmente se obtienen dos tipos de asfaltos el AC - 20 y RC - 250.

El proceso para su obtención inicia con la recolección del crudo que llega de los pozos del Oriente en el tanque 8002, tanque de donde se recolecto la muestra para realizar los ensayos del crudo. Posteriormente el crudo llega a un horno que se encuentra a una temperatura de 360 °C para adquirir una temperatura adecuada e ingresar a la torre atmosférica. La torre atmosférica trabaja a 340 °C y una presión de 0,45 kgf/cm², y en el proceso que esta realiza se obtiene nafta circulante a 134 °C, jet fuel a 195 °C, diesel a 315 °C y crudo reducido a 340 °C.

El crudo reducido sirve como carga para la torre de vacío donde se produce gasóleo, cera contaminada, asfaltos y fondos de vacío. El crudo reducido que se obtiene de la torre de destilación pasa al horno de vacío en donde se debe regular la temperatura dependiendo del tipo de asfalto que se desea obtener para después llevar el crudo a la torre de destilación de vacío. El horno de vacío debe trabajar a una temperatura de 340 °C para obtener de la torre al vacío asfaltos de una penetración entre 70 – 80. Si se requiere otro tipo de asfalto se debe cambiar las propiedades en el horno de vacío y realizar reflujos.

El crudo estándar para el procesamiento en la refinería, debe tener aproximadamente 24,5 °API y de este tipo de crudo se obtienen los productos derivados, debido a que la infraestructura de la refinería está diseñada para trabajar únicamente con ese tipo de crudo.

La calidad de asfalto depende del tipo de crudo y de los componentes. El crudo Oriente al ser un crudo mediano con un API de 24,7 tiene mayor rendimiento en la obtención de productos destilados medios debido a que pertenece al grupo de petróleo de base intermedia sin embargo cumple con las propiedades para ser procesado en la Refinería Esmeraldas y de este se obtiene los dos tipos de asfaltos AC - 20 y RC – 250. Es importante mencionar que los asfaltos obtenidos de la destilación del crudo son de mejor calidad que los que resultan de la mezcla de asfaltos.

ANEXO No. 2**MUESTRA Y AGITADOR ELÉCTRICO UTILIZADOS EN TODOS LOS 13 ENSAYOS REALIZADOS.**

Muestras recolectadas para realizar los ensayos, en envases nuevos, secos y limpios.



Agitador eléctrico, utilizado en todos los ensayos para homogenizar el crudo

ANEXO No. 3**EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD API DE CRUDOS POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO**

Hidrómetro 3H de vidrio graduado en °API



Termómetro ASTM 12C con la escala de -20 a 102°C



Probetas para
Hidrómetros



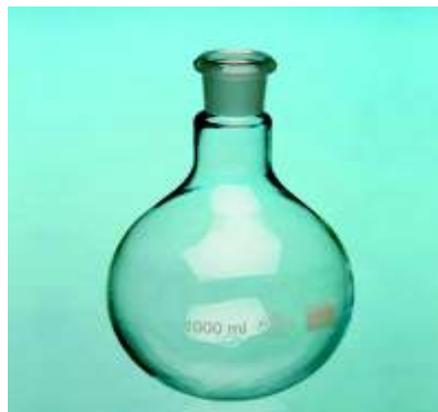
Montaje para el ensayo

ANEXO No. 4

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN CRUDO POR DESTILACIÓN



Probeta



Balón de destilación



Manta de calentamiento



Xileno y sus características



Núcleos de ebullición



Materiales para la limpieza



EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN CRUDO POR DESTILACIÓN



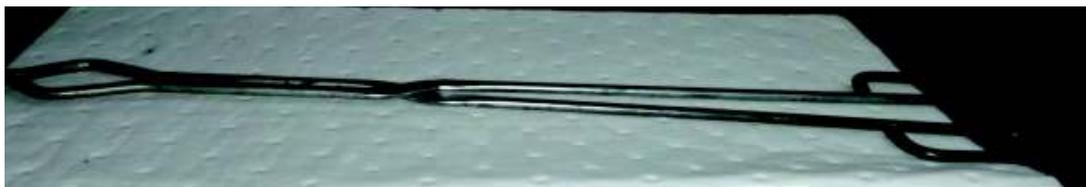
Equipo ensamblado



Estufa para secar los materiales

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

ANEXO No. 5

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE SEDIMENTOS
POR EXTRACCIÓN EN CRUDOS

Pinzas



Pipeta



Balanza analítica



Dedal de extracción



Tolueno

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN EN CRUDOS



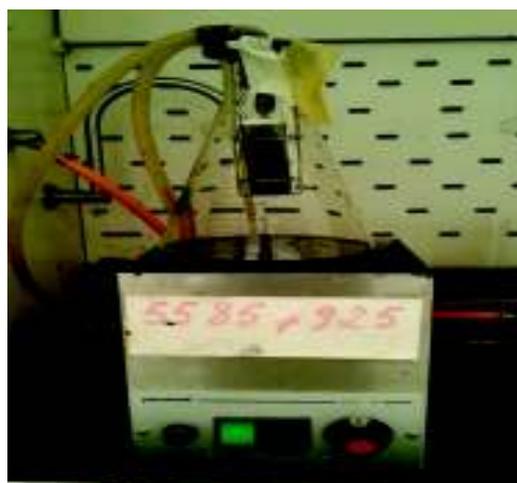
Equipo ensamblado



Desecador



Estufa



Ejecución del ensayo



ANEXO No. 6

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE AGUA Y
SEDIMENTOS EN CRUDO POR CENTRIFUGACIÓN

Tubo de vidrio



Desulfurizante



Tolueno

Pipeta con tolueno saturado dentro
del baño MaríaBaño de pozo seco a
60 °C

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO POR CENTRIFUGACIÓN



Muestras montadas en el soporte



Figura montada y sellada con el corcho para agitar



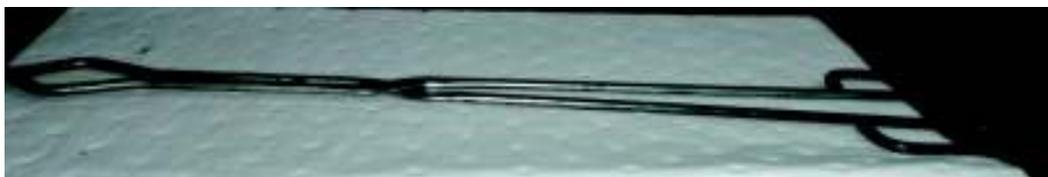
Colocación de los tubos de vidrio dentro de la centrifuga



Centrifuga a 60 °C.

ANEXO No. 7

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS EN CRUDO



Pinzas



Pipeta



Plancha de calentamiento



Balanza analítica



Papel

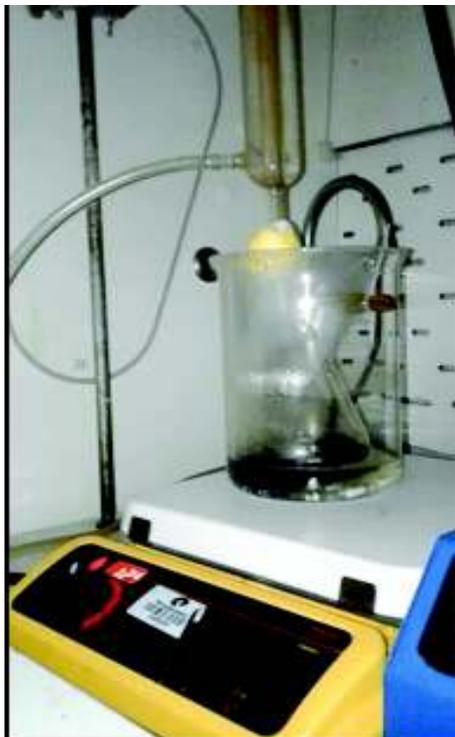


Matraz con muestra, y su condensador



FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

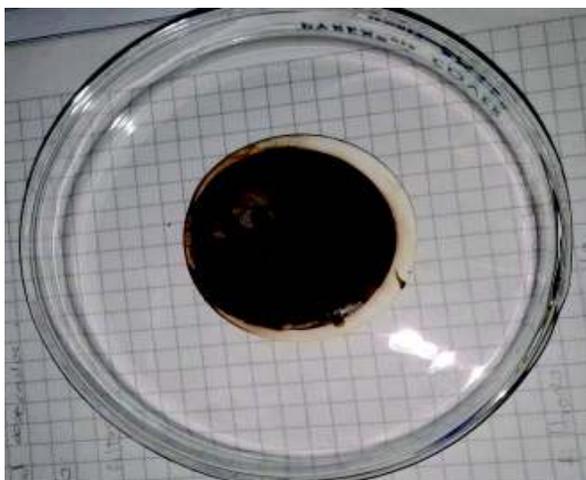
EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS EN CRUDO



Equipo ensamblado



Equipo de filtrado



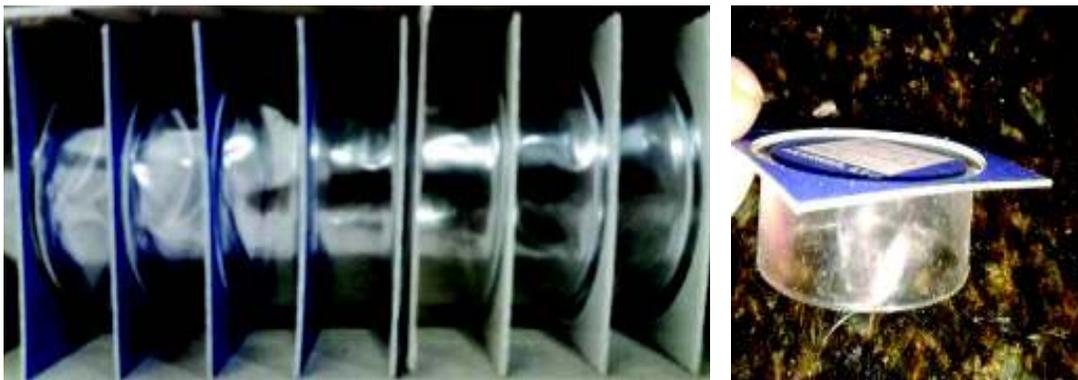
Vidrio reloj y papel filtro



Estufa a 100 °C

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

ANEXO No. 8

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE AZUFRE TOTAL
EN PETRÓLEO POR ESPECTROMETRIA DE ENERGIA DISPERSIVA DE
FLUORESCENCIA DE RAYOS X

Celdas desechables

Marcos internos para
ensamblar las celdasMarcos externos para desmontar
las celdasPelícula transparente a los rayos X
o membrana

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE AZUFRE TOTAL
EN PETRÓLEO POR ESPECTROMETRIA DE ENERGIA DISPERSIVA DE
FLUORESCENCIA DE RAYOS X



Celdas con crudo lista para introducir en el equipo de medición



Celdas colocadas en el equipo de medición



Analizador de energía dispersiva de fluorescencia de rayos X

ANEXO No. 9

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE NITRÓGENO EN EL CRUDO



Equipo para el análisis de contenido de nitrógeno



Pipeta



Celdas



Balanza analítica



Balón de destilación

ANEXO No. 10
EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE SAL EN EL CRUDO



Embudo de separación y



Probeta



Vaso de precipitación



Papel filtro



Cápsula de agitación



Acetona

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE SAL EN EL CRUDO



Reactivos



Vaso de precipitación
y papel filtro



Destilador



Separación de la fase
sólida y líquida



Potenciómetro

ANEXO No. 11

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE
ÁCIDO

Probeta



Vaso de precipitación



Cápsula de agitación



Potenciómetro Titrande 902

ANEXO No. ANEXO No. 12
EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE VAPOR REID DEL CRUDO



Baño de agua a una temperatura de $37,8 \pm 0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ ($100 \pm 0,2 \text{ }^\circ\text{F}$)



Refrigeradora



Manómetro



Cámara de líquido



Cámara de aire

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE VAPOR REID DEL CRUDO



Equipo
ensamblado



Ejecución del ensayo

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018

ANEXO No. 13
EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE ESCURRIMIENTO



Ensamblaje del termómetro y corcho



Recipiente de prueba:
tubo de vidrio, fondo
plano



Baño de temperatura constante



Montaje del equipo
para el ensayo

ANEXO No. 14

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE RESIDUOS DE CARBÓN EN EL CRUDO



Pinzas



Pipeta



Vial de vidrio

Balanza analítica,
con +/- 0.0001 g

Vial con muestra



Soporte para viales

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE RESIDUOS DE CARBÓN EN EL CRUDO



Equipo Micro Carbon Residue Tester MCRT-160



Desecador

ANEXO No. 15

EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DEL CRUDO



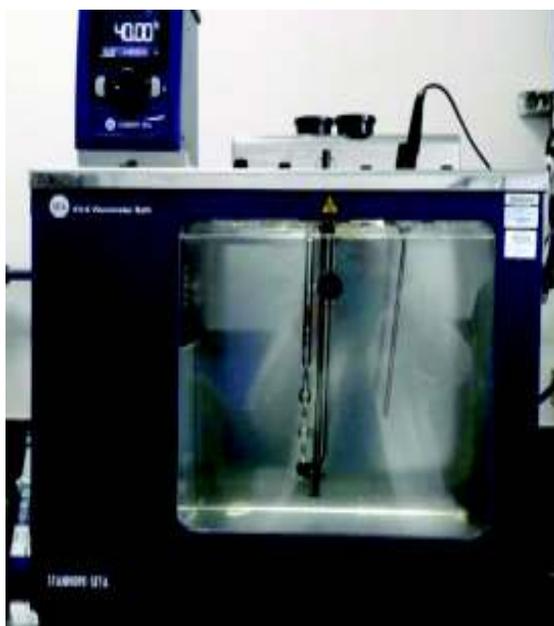
Viscosímetro, capilar de vidrio CANNON 200 748E



Soporte para viscosímetro



Propipeta



Baño de temperatura constante y termómetro



Tapones para viscosímetro



Cronómetro

FUENTE: EP PETROECUADOR, 2018