



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS**

**“ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS: RECEPCIÓN,
TRATAMIENTO Y DESPACHO DE COMBUSTIBLE JET FUEL
DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BEATERIO”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
TECNÓLOGO EN PETRÓLEOS**

EUCLIDES JAVIER ROGEL SOLIZ

DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS AGUIRRE

Quito, enero 2015

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **EUCLIDES JAVIER ROGEL SOLIZ**, declaro 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.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

EUCLIDES JAVIER ROGEL SOLIZ

C.I.1720087731

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS: RECEPCIÓN, TRATAMIENTO Y DESPACHO DE COMBUSTIBLE JET FUEL DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BEATERIO”, que, para aspirar al título de Tecnólogo en Petróleos fue desarrollado por Javier Rogel, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. FAUSTO RAMOS AGUIRRE

DIRECTOR DEL TRABAJO
C.I. 1705134102

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado principalmente a mi padre que aunque no se encuentra junto a nosotros su infinito amor y sacrificio por mí me ayudó a lograr tan anhelada meta, a mi hijo que es el ángel que Dios me ha enviado para cuidar y guiarlo por un camino correcto, a mi amada esposa por ser la mujer que me sostiene para seguir luchando, a mis queridos hermanos, mi madre y suegros.

AGRADECIMIENTOS

Principalmente a Dios, de manera especial a la Universidad Tecnológica Equinoccial y su Club de Deportes, al Profesor Edwin Arteaga, al Ingeniero Fausto Ramos Aguirre, al Tecnólogo Darío Grijalva, y a los distintos Profesores de la Universidad que supieron educar e impartir sus conocimiento.

RESUMEN

El Jet A-1 es un combustible que en Ecuador es producido por las Refinerías de Esmeraldas y Shushufindi. Es un combustible utilizado por las aeronaves que operan con turbinas para su propulsión, por este motivo las características que debe adquirir este tipo de producto son de vital importancia ya que al ser empleado a grandes alturas la seguridad que debe brindar este, se transmite a la seguridad de la aeronave y por lo tanto a las personas, para cumplir con estas características en nuestro país existe la norma técnica NTE INEN 2070 la cual proporciona los requisitos para cumplir con la calidad exigida.

En el Terminal de productos limpios Beaterio, existe una planta que se utiliza exclusivamente para la recepción su respectivo filtrado, que se lo realiza hasta asegurarse de que este combustible cumpla con los certificados de calidad y sea seguro para su utilización.

Además en la etapa de despacho de Jet A-1 del Terminal Beaterio y su posterior recepción en el aeropuerto de Latacunga existe una pequeña variación de combustible que transformada a valores monetarios representa una pérdida o ganancia para el aeropuerto, esto se debe a la variación de temperatura que se presenta durante el transporte por auto tanques y la no correcta transformación o medición en el aeropuerto.

ABSTRACT

The Jet A-1 is a fuel that is produced by Ecuador's Esmeraldas and Shushufindi refineries.

It is a fuel used by aircraft operating with turbines for propulsion, for this reason the features to purchase this type of product are vital since being employed to great heights safety should provide this, is transmitted to the safety of the aircraft and therefore people, to meet these characteristics in our country there is a technical standard NTE INEN 2070 which provides the requirements to meet the required quality.

In the Terminal Beaterio clean products, there is a plant that is used exclusively for receiving the respective filtering, which is done to ensure that the fuel meets the quality certificates and is safe for use.

Also in step clearance Jet A-1 and subsequent Terminal Beaterio reception at the Latacunga airport there is a variation of the fuel level, converted to monetary values is a loss or win to the airport, this is due to the temperature variation that occurs during auto transport tanks and incorrect processing or measurement at the airport.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
ÍNDICE DE ESQUEMAS	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	IIX
1. CAPÍTULO I	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. PROBLEMA	2
1.3. JUSTIFICACIÓN	3
1.4. OBJETIVOS DEL PROYECTO	3
1.4.1. OBJETIVO GENERAL	3
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.5. METODOLOGÍA	4
1.6. ALCANCE	4
2 CAPÍTULO II	5
2.4 EL PETRÓLEO	5
2.5 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO	5

2.6	TIPOS DE COMBUSTIBLES PARA AVIONES DE TURBINA	6
2.7	DEFINICIÓN DE JET A1	7
2.8	COMPOSICIÓN DEL JET A1	7
2.9	PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL JET A1	8
2.10	IMPORTANCIA FÍSICA Y QUÍMICA DE LOS CONSTITUYENTES DEL JET A-1	10
2.11	CONTAMINANTES DEL JET	11
2.11.1	Contaminación Química	12
2.11.2	Contaminación Biológica	12
2.11.3	Contaminación Material	12
2.12	EFFECTOS DE LA ALTITUD	14
2.13	CARACTERÍSTICAS DEL COMBUSTIBLE JET A 1	15
2.13.1	ESTABILIDAD TÉRMICA	15
2.13.2	ESTABILIDAD FÍSICA	15
2.13.3	PUNTO DE CONGELAMIENTO	15
2.13.4	VOLATILIDAD	16
2.14	PROCESO DE OBTENCIÓN DEL JET A1	17
2.15	PROCESOS DE REFINACIÓN	18
2.15.1	SEPARACIÓN	19
2.15.1.1	Destilación atmosférica	19
2.15.1.2	Destilación al vacío	19
2.15.1.3	Desparafinación con Disolvente	20
2.15.1.4	Refinación con Disolvente ²⁰	
2.15.2	CONVERSIÓN	20
2.15.2.1	Viscorreducción	20
2.15.2.2	Craqueo Térmico	20
2.15.2.3	Craqueo catalítico	20

2.15.2.4	Alquilación	21
2.15.2.5	Isomerización	21
2.15.2.6	Coquización	21
2.15.2.7	Polimerización	22
2.15.2.8	Reforma	22
2.15.2.9	Hidrocraqueo	22
2.15.3	PURIFICACIÓN	22
2.15.3.1	Hidrotratamiento	22
2.15.3.2	Hidrodeshidrosulfuración	23
2.15.3.3	Desasfaltación:	23
2.15.3.4	Tratamiento con Acido-Arcilla	23
2.15.3.5	Extracción de Azufre.	23
2.16	POLIDUCTOS	24
2.16.1	POLIDUCTO ESMERALDAS QUITO	24
2.16.2	POLIDUCTO SHUSHUFINDI QUITO	27
2.16.3	PRINCIPIOS BÁSICOS DE TRANSPORTE DE JET A 1	29
2.16.4	TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BEATERIO	33
2.16.5	RECEPCIÓN DE PRODUCTO EN TERMINALES	33
2.16.6	ESTACIÓN REDUCTORA DEL TERMINAL BEATERIO	36
2.17	RECEPCIÓN DEL JET A-1	36
2.17.1	RECEPCIÓN MEDIANTE POLIDUCTO	38
2.17.2	RECEPCIÓN MEDIANTE AUTO TANQUES	38
2.18	ALMACENAMIENTO DEL JET A1	39
2.18.1	TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	39
2.18.1.1	Tanque de almacenamiento de techo fijo	40
2.18.1.2	Tanques de almacenamiento de techo flotante	41
2.18.1.3	Recipientes a presión	43
2.18.1.4	Otros	43
2.18.2	ACCESORIOS DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO	44
2.18.3	CARACTERÍSTICAS DE UN TANQUE PARA JET A-1	46

2.19	PROCESO DE FILTRACIÓN DE JET A-1	47
2.19.1	FILTRO MICRÓNICO	50
2.19.2	FILTRO DE ARCILLA	50
2.19.3	PREFILTRO MICRÓNICO	53
2.19.4	FILTRO COALESCENTE-SEPARADOR	54
3	CAPÍTULO III	58
3.1	CONTROL DE CALIDAD	58
3.1.1	PRUEBAS DE CAMPO	59
3.1.1.1	Método de decantación	59
3.1.1.2	Procedimiento COLOR MILLIPORE	60
3.1.1.2.1	Procedimiento PESO MILLIPORE	62
3.1.1.3	Método SWIFTKIT.	63
3.1.1.3.1	Definición de Surfactantes.	63
3.1.1.3.2	Prueba para surfactantes	64
3.1.1.4	Método HIDROKIT	65
3.1.1.4.1	Evaluación de resultados	67
3.1.2	PRUEBAS DE LABORATORIO	68
3.2	MUESTREO	69
3.2.1	MUESTREO DE JET A-1	69
3.2.2	TIPOS DE MUESTRAS	70
3.2.3	DISPOSITIVOS PARA MUESTREAR	72
3.3	DESPACHO DE JET A-1	72
3.3.1	RECIRCULACIÓN DE JET A-1	73
3.3.2	PROCESO DE DESPACHO DE JET A-1 MEDIANTE AUTO TANQUE DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BEATERIO	74
3.4	ESQUEMAS DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA PLANTA DE JET A-1 DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BEATERIO	75
3.5	VARIACIÓN DE VOLUMEN DEL JET FUEL	79

3.5.1	MEDICIÓN DE API Y TEMPERATURA	79
3.5.1.1	Efecto de la Temperatura ambiental	80
3.5.1.2	Perdidas por evaporación	81
3.4.1.1	Corrección de la gravedad API observada a la gravedad API a 60 ° F	82
4	CAPÍTULO IV	86
4.1	ANÁLISIS DE RESULTADOS	86
4.2	CONCLUSIONES	87
4.3	RECOMENDACIONES	89
4.4	GLOSARIO DE TÉRMINOS	90
4.5	BIBLIOGRAFÍA	94
4.6	ANEXOS	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Requisitos físico-químicos de Jet A-1 según norma técnica NTE INEN 2070	8
Tabla 2: Producción de Jet Fuel por refinería año 2013 (cifra en barriles)	24
Tablas 3: Estimación del consumo Nacional de Jet A-1 año 2013	24
Tabla 4: Características poliducto Esmeraldas-Quito	25
Tabla 5: Características poliducto Shushufindi-Quito	27
Tabla 6: Tipos de Techo de los tanques de la planta de Jet A-1 del terminal Beaterio	46
Tabla 7: Tipos de filtros de la Planta de Jet A-1 del terminal Beaterio	48
Tabla 8: Cuadro de pruebas de laboratorio para JET A-1	68
Tabla 9: Rangos de temperatura	84
Tabla 10: Análisis de cumplimiento de normatividad	86

ÍNDICE DE ESQUEMAS

Esquema 1: Clasificación del petróleo	6
Esquema 2: Tipos de tanques de almacenamiento	39

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Proceso de obtención del Jet Fuel en una Refinería	17
Figura 2: Obtención de Jet Fuel	18
Figura 3: Perfil del Poliducto Esmeraldas-Quito	26
Figura 4: Perfil Poliducto Shushufindi-Quito	28
Figura 5: Terminales y depósitos de Petroecuador	32
Figura 6: Gráfico total de procesos de la planta de Jet a-1 en el Terminal Beaterio	35
Figura 7: Tanques de almacenamiento Techo fijo de la planta de Jet del terminal Beaterio	41
Figura 8: Disposición de Tanques de almacenamiento en la planta de Jet del terminal de productos limpios Beaterio	44
Figura 9: Gráfico de las características de un tanque para Jet Fuel	46
Figura 10: Filtro micronico de la Planta de Jet del Terminal Beaterio	50
Figura 11: Filtro de arcilla para tratamiento de la planta de Jet A-1 del Beaterio	53
Figura 12: Filtro de arcilla para despacho de la planta de Jet A-1 del Beaterio	53
Figura 13: Prefiltro micronico para tratamiento del Jet Fuel del terminal Beaterio	54
Figura 14: Filtro Coalescente-separador	54
Figura 15: Sistema de distribución típica para despacho de combustible de Aviación Limpio/Seco	57
Figura 16: Certificado de calidad del terminal Beaterio	58
Figura 17: Equipos para realizar el procedimiento Color Millipore	61
Figura 18: Bitácora de filtros utilizados para el procedimiento Millipore	62
Figura 19: Procedimiento del método Hidrokit	67
Figura 20: Figuras de dispositivos (ladrón) para muestrear	72
Figura 21: Auto tanques de transporte de Jet A-1	73
Figura 22: Esquema del proceso de recepción de Jet	76

Figura 23: Esquema de la zona de tratamiento de Jet del Terminal Beaterio	76
Figura 24: Esquema de proceso de despacho de Jet del terminal Beaterio	77
Figura 25: Gráfico de cierre/apertura de las válvulas para despacho de Jet en el Terminal Beaterio	77
Figura 26: Esquema de recirculación de Jet del terminal Beaterio	78
Figura 27: Esquema total de procesos de la planta de Jet del terminal Beaterio	78
Figura 28: Procedimiento para tomar temperatura y API de muestra	80
Figura 29: Certificado de calidad emitido por el laboratorio del Terminal Beaterio	82
Figura 30. Rangos típicos de gravedades API corregidas a 60 ° F	84
Figura 30: Tablas ejemplo para corrección a 60 °F	83
Figura 31: Tabla ejemplo para corrección a 60 °F	84
Figura 32: Procedimiento para corregir el API a 60 ° F, mediante tabla.	85

1. CAPÍTULO I

1.1. INTRODUCCIÓN

El Jet Fuel por ser uno de los combustibles de mayor utilización en la transportación aérea, tiene una fundamental importancia tanto por el cuidado que se debe dar a sus especificaciones técnicas y esencialmente en la seguridad para las personas que manipulan esta clase de combustibles.

Es un destilado medio proveniente de la destilación atmosférica del petróleo, con características especiales de calidad, que es tratado químicamente para eliminar compuestos que pueden tener un comportamiento corrosivo o peligroso para el tipo de motores que lo utilizan.

El tratamiento de este tipo de combustibles aéreos es una de las tareas principales que se deben cumplir en la Planta de jet Fuel, fundamentalmente por la seguridad que este combustible debe brindar a las operaciones aéreas. La administración de los recursos financieros asignados para la obtención de este producto debe ser efectiva y eficiente, para esto, es indispensable que se cumpla de manera estricta sus normativas técnicas desde el sector de su producción, transporte, almacenamiento y despacho hasta los sitios de consumo.

Por lo cual en nuestro país se desarrolló una normativa técnica que hace referencia a las especificaciones de calidad que debe cumplir este derivado antes de ser comercializado a los diferentes aeropuertos, la norma técnica NTE INEN 2070.

El terminal de productos limpios del Beaterio por años ha venido abasteciendo de combustible Jet Fuel principalmente al aeropuerto de la ciudad de Quito, motivo por el cual es de mucha importancia el estudio y la descripción de cómo está funcionando este proceso actualmente tanto en la

etapa de recepción, su posterior filtrado (que es un proceso que se lo realiza minuciosamente debido a las características que debe obtener este producto) y finalmente la etapa de despacho con las características necesarias que debe tener este producto para la utilización en las aeronaves.

No es recomendable dar a este producto usos diferentes del mencionado antes debido a que los vapores que genera son más pesados que el aire, por lo tanto tienden a depositarse en lugares bajos donde están localizadas normalmente las fuentes de ignición tales como pilotos de estufas, interruptores de corriente eléctrica, tomas de corriente y puntos calientes tales como lámparas incandescentes, los cuales pueden producir incendios y explosiones.

1.2. PROBLEMA

La planta de jet fuel es una de las de mayor importancia en el Terminal de Productos Limpios del Beaterio, por tal motivo maneja uno de los combustibles de mayor utilización en la transportación aérea.

La siguiente investigación se va a realizar debido a la necesidad de contar con información de la caracterización y procedimientos que se realizan para obtener el Jet Fuel antes de su despacho al consumidor final, además de analizar tanto el volumen despachado desde el Terminal de Productos Limpios El Beaterio y la variación que este sufre en la recepción por el Aeropuerto de Latacunga.

1.3. JUSTIFICACIÓN

El Jet Fuel es un combustible al que se le asigna una especial importancia, desde su producción su transportación, almacenamiento y despacho, pues es uno de los aero combustibles de mayor utilización tanto nacional e internacional, al que por su demanda hay que darle el cuidado debido a sus especificaciones técnicas, esencialmente en la seguridad y conocimiento de quienes lo utilizan en la navegación aérea.

El propósito de la siguiente investigación es contar con información detallada y actual de los diferentes procesos que se requiere este combustible, y de la fundamental importancia y cuidado que se debe dar a sus especificaciones técnicas y normativas utilizadas, por otra parte debido al tipo de motores que utilizan estos combustibles hacen que estos tengan que ser de alta calidad y de bajísimas impurezas. Además de conocer los volúmenes despachados desde el Terminal El Beaterio y los recibidos por el Aeropuerto de Latacunga, debido a la variación de estos.

1.4. OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Describir cada una de las etapas: recepción, almacenaje y despacho de la planta de Jet Fuel del Terminal de Productos Limpios El Beaterio de la EP PETROECUADOR.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir la etapa de recepción y tratamiento del combustible Jet Fuel.

2. Describir las pruebas de campo y de laboratorio que se realizan al Jet Fuel para determinar su calidad antes de su entrega para consumo.

3. Analizar las causas de variación de volumen de Jet Fuel registrada en el aeropuerto de Latacunga.

1.5. METODOLOGÍA

Se emplearán los métodos siguientes para la realización de este trabajo:

- Consulta bibliográfica: libros, tesis y literatura pertinente.
- Obtención de información primaria datos actuales de la planta de Jet.
- Obtención de información secundaria datos históricos de la planta de Jet.
- Visita a campo y toma de datos importantes.
- Consulta a expertos y trabajadores de la planta.

1.6. ALCANCE

Este estudio se realizará en la Planta de Jet Fuel del terminal de productos limpios del Beaterio, en el Distrito Metropolitano de Quito, y se circunscribe a la descripción del tratamiento de Jet Fuel, su caracterización y su entrega final.

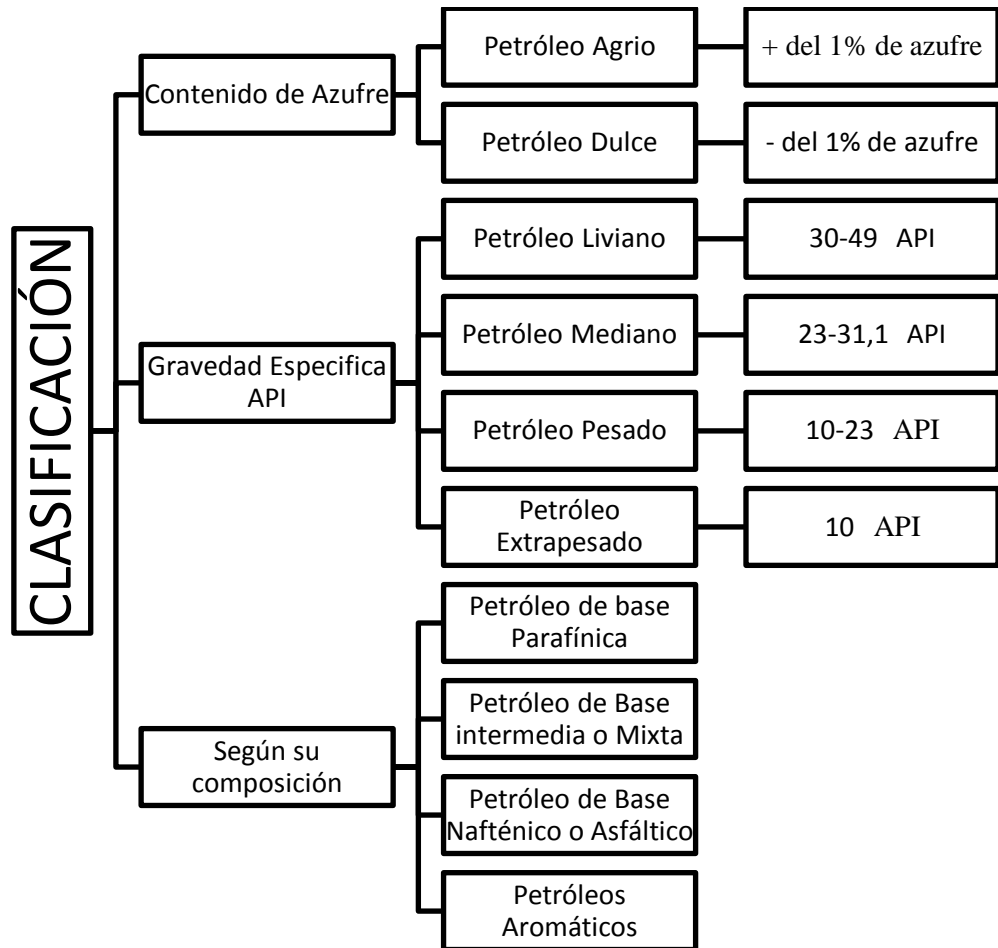
2 CAPÍTULO II

2.4 EL PETRÓLEO

Es un compuesto orgánico conformado por una mezcla compleja de hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo y se compone principalmente de hidrógeno y carbono. Puede hallarse en estado líquido, en estado gaseoso o en estado sólido. En estado líquido es llamado aceite "crudo", en estado gaseoso es asociado al gas natural y en estado sólido bitumen. Su origen es de tipo orgánico y sedimentario. Se formó como resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra, que, debido a la presión y las altas temperaturas, se van descomponiendo las materias orgánicas que estaban formadas especialmente por fitoplancton y el zooplancton marinos, así como por materia vegetal y animal, que se fueron depositando en el pasado en lechos de los grandes lagos, mares y océanos. A esto se unieron rocas y mantos de sedimentos. A través del tiempo se transformó esta sedimentación en petróleo y gas natural.

2.5 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO

Siendo el Jet A-1 un derivado primario del petróleo es necesario que analicemos de manera su clasificación, a continuación se presenta un esquema de la clasificación aceptada universalmente, tomando en cuenta que todo producto inferior a 10 grados API es considerado asfalto o arena bituminosa:



Esquema 1: Clasificación del petróleo

(Cepeda, 2008)

2.6 TIPOS DE COMBUSTIBLES PARA AVIONES DE TURBINA

Podemos encontrar tres tipos de combustibles de aviación, los cuales son Jet A, Jet A-1 y Jet B. pero para fines de nuestro estudio vamos a utilizar el combustible tipo Jet A-1, el cual en Ecuador es producido por la EP PETROECUADOR tanto en la Refinería de Esmeraldas y como en la Refinería de Shushufindi.

2.7 DEFINICIÓN DE JET A1

Es un destilado de petróleo, mezcla de fracciones de kerosén producto de la destilación primaria del petróleo, de especiales características. JET A-1 es el combustible utilizado en las turbinas de los motores a reacción en aviación civil.

Su función principal es suministrar potencia al avión, siendo parámetros clave su contenido energético y la calidad de combustión.

Puede contener uno o más de los siguientes aditivos: antioxidantes, desactivadores metálicos, disipadores de corriente estática, inhibidores de corrosión. La evaporación y ebullición a altas temperaturas es leve, debido a la baja presión de vapor que es 14 – 21 Kpa, gravedad específica de aproximadamente 0.806 a 60° F.

2.8 COMPOSICIÓN DEL JET A1

El crudo es de naturaleza hidrocarbonada y está constituido por una mezcla compleja de diferentes tipos de hidrocarburos, por tanto, se compone de Carbono e Hidrógeno con un pequeño porcentaje de otros elementos como Azufre, Nitrógeno y metales integrados en hidrocarburos de estructuras más o menos complejas. Mediante la actividad de refino, se transforma el crudo de petróleo en productos de mayor valor añadido, siendo uno de ellos el Jet Fuel.

La práctica totalidad del JET A-1 actual se obtiene de las fracciones medias procedentes de la Destilación Atmosférica, que constituye la primera etapa de la refinación de un crudo. El objetivo de este proceso es vaporizar el crudo y separar por condensación a diferente temperatura distintas fracciones obteniéndose en una de ellas el queroseno.

El queroseno o JET A-1 es una mezcla de hidrocarburos que van desde C9 hasta C17. En la fabricación del queroseno se utilizan:

- Fracciones primarias de la destilación del crudo (Straight-run)
- Fracciones primarias hidrotratadas (eliminación del azufre)
- Fracciones de conversión (FCC, Visbreaking, etc.)

2.9 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL JET A1

Tabla 1: Requisitos físico-químicos de Jet A-1 según norma técnica NTE INEN 2070

REQUISITOS	Unidad	Mínimo	Máximo	Método de ensayo
Color Saybolt		+21	-	NTE INEN 1 048
Densidad relativa a 15,6°C/15,6°C	g/cm ³	0,775	0,840	ASTM D-1298
Densidad API	API	37	51	ASTM D-1298
Acidez total	mg KOH/g	-	0,1	ASTM D-3242
Aromáticos	% V*	-	22	ASTM D-1319
Olefinas	% V	-	5	ASTM D-1319
Azufre mercaptano	% P	-	0,003	ASTM D-3227
Azufre total	% P	-	0,3	NTE INEN 929
Corrosión a la lámina de cobre 2h a 100°C		-	1	NTE INEN 927
Destilación:				
10%	°C	-	205	NTE INEN 926
20%	°C	Reporte	-	NTE INEN 926
50%	°C	Reporte	-	NTE INEN 926
90%	°C	Reporte	-	NTE INEN 926
Punto final de ebullición	°C	-	300	NTE INEN 926
Residuo	%V	-	1,5	NTE INEN 926
Pérdidas	%V	-	1,5	NTE INEN 926
Punto de inflamación	°C	38	-	NTE INEN 1 047
Punto de congelación	°C	-	-47	ASTM D-2386
Punto de humo, y	mm	20	-	ASTM D-1322
Contenido de Naftaleno	%V	-	3	ASTM D-1840
Viscosidad a -20°C	cSt	-	8	NTE INEN 810
Índice de separación de agua modificada (WSIM)		85	-	
Goma existente	mg/100 cm ³	-	7	ASTM D-3948
Estabilidad térmica:				
Caída de presión, en 5 h	kPa**	-	3,33	ASTM D-3241
Depósito en el tubo de precalentamiento		-	<3	ASTM D-3241
Reacción al agua:				
clasificación de interfase		-	15	ASTM D-1094
clasificación de separación		-	2	ASTM D-1094
Agua en emulsión	ppm	-	30	ASTM D-3240
Conductividad eléctrica	pS/m****	50	450	ASTM D 2624
Calor de combustión neta	MJ/kg****	42,8	-	ASTM D-3338 o ° D-4809
Contenido de partículas	mg/l	-	1	ASTM D-2276
Tiempo de filtración	min	-	15	ASTM D-2276

* Combustibles con un contenido de aromáticos superiores al 20%V, pero menores al 25%V, están permitidos .
 ** 1 mm Hg = 133 Pa
 *** Para combustible aditivado. 1 pS/m = 1 x 10⁻¹² x Ω⁻¹ x m⁻¹
 **** Equivale aproximadamente a 18400 Btu/lb
 °) Método dirimente
 NOTA: Mientras no existan Normas INEN, se utilizarán las Normas ASTM correspondientes.

(Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2006)

- **Estado físico:** Líquido a temperatura ambiente.
- **Color:** Claro, Amarillo claro, Pajizo.
- **Propiedades explosivas:** Al usarse, puede formar mezclas vapor-aire inflamables/explosivas.
- **Propiedades oxidantes:** No.
- **Temperatura de manipulación:** Temperatura ambiente.
- **Almacenamiento:** Situar los tanques lejos de calor y de otras fuentes de ignición. No almacenar en depósitos inapropiados, no etiquetados, o etiquetados incorrectamente. Mantener los depósitos bien cerrados, en lugar seco, bien ventilado, y lejos de la luz directa del sol y de otras fuentes de calor o ignición. Evitar la entrada de agua. Los bidones pueden apilarse hasta un máximo de 3 alturas. Mantener en zona aislada.
- **Temperatura de almacenamiento:** Ambiente.
- **Trasvase de producto:** Durante el bombeo pueden formarse cargas electrostáticas. Conectar a tierra todo el equipo. Evitar las salpicaduras durante el llenado. Esperar 10 minutos después de llenado el tanque antes de abrir las escotillas o bocas de hombre.
- **Bombeabilidad:** facilidad para ser transferido bajo toda condición.

2.10 IMPORTANCIA FÍSICA Y QUÍMICA DE LOS CONSTITUYENTES DEL JET A-1

Para la utilización de este combustible se realiza una combinación de distintas pruebas para establecer las diferentes propiedades físicas y químicas del Jet fuel.

Las particularidades de dicho combustible son las siguientes:

- Los distintos componentes que lo constituyen son el resultado de una mezcla de destilados continuos, con la particularidad de que casi su totalidad están libres de olefinas.
- La cantidad de aromáticos tiene que ser limitada ya que estos tienen dificultad en combustionarse totalmente y generan humo y depósitos de carbono, principalmente por su acción disolvente sobre los elastómeros.
- Su contenido de azufre no debe excederse del límite (azufre total, % W 0.3), ya que este afecta a las cámaras de combustión con la formación de carbono, a parte de los efectos corrosivos que produce este elemento, además produce un olor desagradable con algunos componentes que son portadores del azufre (mercaptanos, tioles, carbonilos), estos elementos tienen un efecto adverso sobre ciertos elastómeros de la nave.
- “Las propiedades del combustible para separar el agua son afectados por presencia de ácidos fuera de límite permitido, como son los fenoles, ácidos nafténicos, ya que con estos fácilmente forman emulsiones coloidales, esto ocasiona problemas secundarios a los filtros, bajando de calidad el producto (bajo WSIM que es una prueba

de índice de separación de agua modificada)”. (PETROCOMERCIAL, Seminario Taller Manual de Control de Calidad)

- La vida útil del sistema de filtración es gravemente afectado por la presencia de impurezas en forma de sedimentos o gomas, afectando también al combustible jet para su almacenamiento, por este motivo el combustible debe estar libre de agua, polvo y otro tipo de contaminantes sólidos o líquidos (o de tipo bacteriano).
- Para evitar problemas con el combustible este tiene que estar libre de agua ya que ocasiona problemas en las características de bombeo en el reactor a bajas temperaturas en viajes a mucha altura, por lo que no debe existir la posibilidad de que se solidifique (ceras y agua) lo que ocasionaría obstrucción en los filtros, boquillas, tuberías, etc. (evitar presencia de surfactantes).
- La vida media de la cámara de combustión es afectada por la luminosidad de la llama del combustible en el momento de la combustión, esto produce elevadas temperaturas en las turbinas, por este motivo es de suma importancia controlar las características de combustión y volatilidad de la turbosina.
- El combustible Jet es sometido a esfuerzos térmicos en los vuelos, es de suma importancia controlar los valores de estabilidad térmica, tomando en cuenta que los vuelos con altas velocidades incrementan el calor por razón del calentamiento cinético de la estructura de la nave y también debido al uso del combustible como enfriador del aceite del motor, equipo hidráulico y aire acondicionado.

2.11 CONTAMINANTES DEL JET

El combustible de aviación se contamina cuando contiene cualquier materia que no está de acuerdo con su especificación. Estas materias son

generalmente agua, óxido, arena, polvo, microbios y ciertos aditivos que no son compatibles con el combustible y con sus sistemas o que han sido agregados en cantidades desproporcionadas. La contaminación del Jet puede ser Química, Biológica o material.

2.11.1 Contaminación Química

Es el resultado de la mezcla de dos combustibles o del contacto de otros productos químicos con él, y que afecta sus propiedades físicas y químicas. Este tipo de contaminación se puede detectar solamente en el laboratorio.

2.11.2 Contaminación Biológica

Es el resultado del desarrollo de bacterias y hongos, estos microorganismos se desarrollan en interfaces agua – combustible. El desarrollo de estos microorganismos llega a alcanzar la consistencia de “barro” la cual es detectable en forma visual del combustible. Esto puede ocasionar problemas en el avión al tapar los filtros, dificultando el normal funcionamiento del combustible en el motor provocando corrosión en los tanques. Para un control más efectivo de la contaminación biológica en el sistema, se puede remover constantemente el agua, drenando constantemente los tanques o depósitos de almacenamiento, camiones y aviones, con la obtención y análisis de muestras en forma periódica, y principalmente realizando un efectivo proceso de filtración, utilizando los filtros más adecuados. (Fuerza aérea de Chile, Programa de Aerocombustibles)

2.11.3 Contaminación Material

La contaminación material, consiste generalmente de agua o sedimentos.

Agua: La presencia de agua es detectada normalmente en todos los sistemas de combustión en forma visual o bien mediante el uso de hidrokít. Puede entrar al tanque durante la recepción del combustible, a través de filtraciones especialmente de los tanques de almacenamiento. Se puede encontrar tanto como agua dulce o salada. El agua puede encontrarse como agua disuelta, encerrada o libre:

- **Agua disuelta:** Cuando se presenta en solución en el combustible. La cantidad de agua disuelta que puede haber en el combustible, depende de la temperatura de éste y de su composición química (los aromáticos son los principales responsables de la cantidad de agua que un combustible puede disolver), la cantidad de agua disuelta es pequeña y se mide en partes por millón. Un 10% de aromáticos puede retener 54 ppm de agua. El agua no puede ser sacada si no existe un equipo apropiado en el sistema de manipulación de combustibles
- **Agua encerrada:** Se encuentra en suspensión en el combustible a manera de gotas muy pequeñas que no son visibles a simple vista, pero al aumentar le da un aspecto lechoso o nublado al combustible. El agua puede quedar atrapada en el combustible mediante la condensación de humedad atmosférica en la mezcla vapor-aire en el tanque cuando desciende la temperatura ambiente. Esta agua puede ser emulsionada en el combustible mediante acción mecánica, como por ejemplo bombas. La mayor parte de esa agua atrapada saldrá del combustible siempre y cuando éste no contenga contaminantes tales como surfactantes que mantienen en suspensión el agua. El agua atrapada se puede extraer mediante la acción coercitiva de filtros separadores.
- **Agua libre:** Toda el agua que no está en forma de solución en el combustible recibe el nombre de agua libre. Este término se usa para indicar que el agua se ha decantado en el combustible o que se ha

integrado a gotas grandes, permitiendo de este modo ser extraída del sistema por medio de drenajes.

Sedimentos: el sedimento aparece en el combustible como polvo, suciedad, granos y escamas. Estos sólidos o sedimentos pueden venir de estanques de alimentación, receptáculos ferrosos o container, filtros o filtros separadores, válvulas, bombas, medidores, cañerías, mangueras, empaquetaduras, diagramas y sellos. El óxido es el tipo más común de contaminación sólida. Las partículas dañinas de sedimentos pueden ser extremadamente pequeñas, las superiores a 10 micrones se consideran gruesas y las inferiores de 10 micrones se consideran finas.

Las partículas inferiores a 150 micrones pueden ser retiradas por filtros separadores.

2.12 EFECTOS DE LA ALTITUD

Al aumentar la altura se disminuye la presión atmosférica, lo cual hace que el combustible reaccione desprendiendo el aire disuelto, de igual manera la altura hace que el combustible desprenda el agua disuelta, esta agua se transforma en hielo cuando la temperatura desciende a 0 °C esta reacción puede dar lugar a que se taponen los filtros del sistema alimentación, con los nuevos avances de la tecnología a nivel de patio, tanques cisterna u equipos de aeronave se ha incrementado el sistema de secado químico del combustible, tanto en la recepción como en el despacho y se ha instalado filtros en los camiones cisternas los cuales son los que entregan en forma directa el combustible a las aeronaves, proveyendo de una mayor seguridad al momento de operar estas.

2.13 CARACTERÍSTICAS DEL COMBUSTIBLE JET A 1

2.13.1 ESTABILIDAD TÉRMICA

Este combustible de turbina al resistir temperaturas sobre los 200° C evita la formación de lacas y depósitos, que afectarían adversamente sus componentes, aparatos de medidas, filtros y boquillas. El método de ensayo ASTM D-1660 permite evaluar la estabilidad térmica de los combustibles. (SHIROKOVA, Propiedades del Jet Fuel)

2.13.2 ESTABILIDAD FÍSICA

El comportamiento de un Kerosene y el tiempo que puede estar almacenado sin deteriorarse, depende de la naturaleza y la cantidad de hidrocarburo presentes en ella, estos hidrocarburos difieren considerablemente en su tendencia a combinarse con otros elementos tales como el oxígeno del aire. Cuando los hidrocarburos se combinan con el oxígeno del aire se forman compuestos llamados GOMAS. Para prevenir el desarrollo de estos compuestos en las turbinas se les agrega aditivos inhibidores; esto se presenta en el tanque de almacenamiento de la aeronave. En un motor muy inestable las gomas pueden encontrarse en forma soluble e insoluble en el combustible. La forma insoluble crea serios problemas en el surtidor de la bomba y válvulas, como también, en los filtros del combustible. La forma soluble puede causar problemas en el sistema de combustible, en puntos donde hay escapes microscópicos (válvulas) y películas delgadas de combustible. (SHIROKOVA, Propiedades del Jet Fuel)

2.13.3 PUNTO DE CONGELAMIENTO

A temperaturas bajas el combustible puede tender a solidificarse y no fluiría de los estanques a la cámara de combustión, por su alta viscosidad. Los combustibles de turbina al adquirir un punto de ebullición bajo los 300° C,

generalmente tienen viscosidades suficientemente bajas para una adecuada bombeabilidad bajo el punto de congelación, el cual puede alcanzar hasta -56°C .

Además normalmente se usan bombas Booster para transferir combustibles desde los estanques a las bombas principales. El flujo desde los estanques es por gravedad, por lo tanto es necesario que a cualquier temperatura de operación, el combustible pueda fluir a la aspiración de la Booster y tenga una viscosidad suficiente para bombardearlo. (SHIROKOVA, Propiedades del Jet Fuel)

2.13.4 VOLATILIDAD

La volatilidad de un líquido es la capacidad de cambiar de líquido a vapor por la aplicación de calor o por contacto de un gas el cual lo puede evaporar. Para introducir el Jet Fuel a la cámara de combustión de las turbinas a gas se utilizan dos métodos, uno en el cual el combustible se atomiza y el otro en el cual el combustible se introduce a través de una cañería que lo vaporiza por el calor.

En la atomización la facilidad de encendido, la estabilidad de la llama y la eficiencia de la combustión, dependen principalmente de la volatilidad del combustible y de la fuerza de su atomización. (SHIROKOVA, Propiedades del Jet Fuel)

2.14 PROCESO DE OBTENCIÓN DEL JET A1

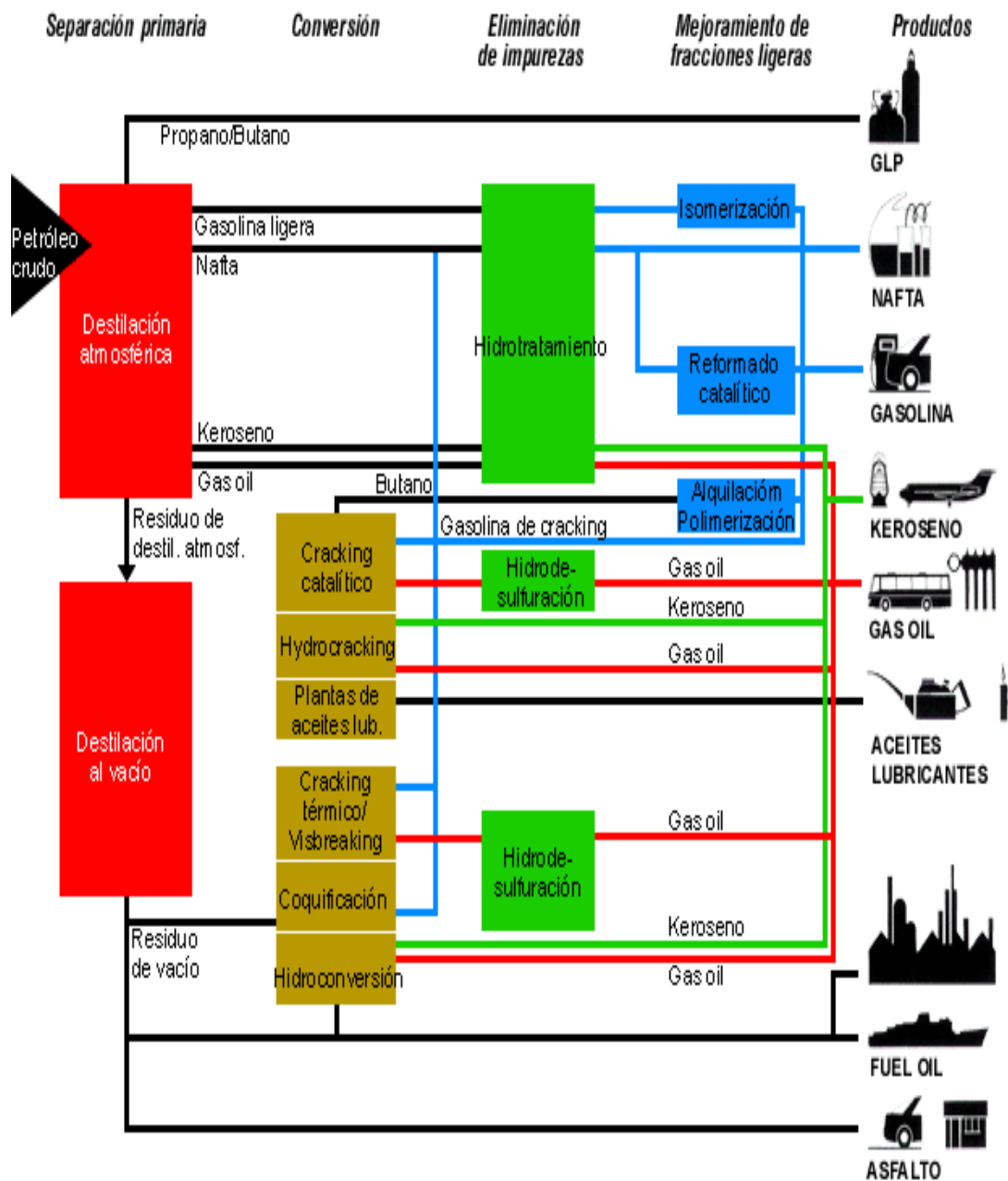


Figura 1: Proceso de obtención del Jet Fuel en una Refinería

(usmpetrolero, 2012)

La refinación es el proceso que se encarga de la transformación de los hidrocarburos en productos derivados.

Las refinéras de petróleo funcionan veinticuatro horas al día para convertir crudo en derivados útiles. El petróleo se separa en varias fracciones empleadas para diferentes fines. Algunas fracciones tienen que someterse a tratamientos térmicos y químicos para convertirlas en productos finales como gasolina o grasas.

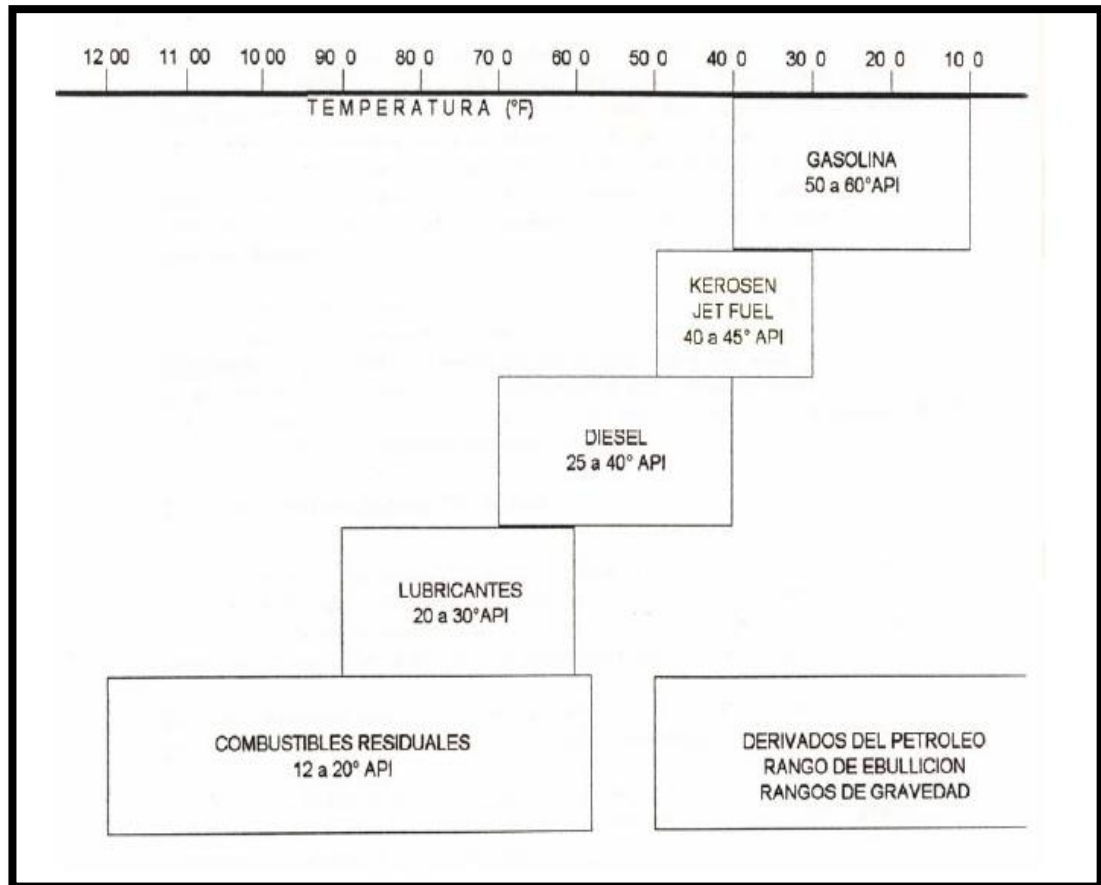


Figura 2: Obtención de Jet Fuel

Fuente: (Petrocapacitación, 2008)

2.15 PROCESOS DE REFINACIÓN

El petróleo extraído de los yacimientos a través de los pozos, se le denomina Crudo. En esta forma no puede utilizarse. Como ya sabemos el petróleo es

una mezcla de hidrocarburos y para transformarlo en los productos que derivan de él, hay que aplicarle un conjunto de procesos, a los cuales se le da el nombre de Refinación. Estos procesos se realizan en complejos industriales, llamados refinerías y se dividen en 3 grupos:

SEPARACION ————— CONVERSION ————— PURIFICACION

2.15.1 SEPARACIÓN: Se Utiliza para separar el petróleo en fracciones de diferentes puntos de ebullición o para liberarlo de sustancias extrañas, que frecuentemente le acompañan en los yacimientos del petróleo.

2.15.1.1 Destilación atmosférica: Se lleva a cabo en una columna de destilación cerca de la presión atmosférica. El petróleo crudo se calienta a 350 – 400 ° C 350-400 ° C y el vapor y el líquido se canalizan en la columna de destilación. El líquido cae al fondo y se levanta el vapor, pasando por una serie de bandejas perforadas (platos de cedazo). Hidrocarburos más pesados se condensan más rápidamente y se depositan en bandejas menores y los más ligero hidrocarburos siguen en forma de vapor y se condensan en las bandejas superiores. Los productos del proceso son: gas combustible, gasolina de destilación directa, naftas ligera y pesada, combustóleos y crudo reducido.

2.15.1.2 Destilación al vacío: En este proceso se alimenta el crudo reducido de la destilación atmosférica y su función es la de separar aún más estas fracciones realizando una destilación al vacío con puntos de ebullición de 450 °C 450 °C Los productos obtenidos son los siguientes: gasóleos ligero y pesado, aceites lubricantes, asfalto o combustóleo pesado y la alimentación del coquizador.

2.15.1.3 Desparafinación con Disolvente: Se utilizan disolventes que mezclados con los destilados de petróleo y posteriormente sometidos a enfriamiento permiten la cristalización de la cera y su separación por filtración.

2.15.1.4 Refinación con Disolvente: los productos que salen de la torre de vacío (destilados, lubricantes livianos, medios y pesados) y de la torre desasfaltadora (residuo desasfaltado) pueden ser tratados con disolvente

2.15.2 CONVERSIÓN: Son aquellos mediante los cuales se cambia la estructura molecular de los hidrocarburos, originalmente presentes en el crudo y sus derivados.

2.15.2.1 Viscorreducción: Es un proceso que consiste en transformar el residuo pesado de una torre de destilación de petróleo en compuestos más ligeros, a través de la disminución de la viscosidad. De aquí se tiene que el parámetro que marca la pauta es la viscosidad del producto respecto de la carga.

2.15.2.2 Craqueo Térmico: Es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto complejo produciendo así compuestos más simples. Posteriormente este proceso con ayuda de catalizadores pasara a ser el proceso de craqueo catalítico.

2.15.2.3 Craqueo catalítico: Se utiliza para convertir fracciones pesadas de hidrocarburos obtenida por destilación al vacío en una mezcla de productos más útiles, tales como la gasolina y el aceite combustible ligero. En este proceso, la materia prima se somete a una descomposición química, bajo calor controlado (En este proceso, la materia prima se somete a una degradación química, por medio de calor controlado entre 450 – 500 ° C 450-500 ° C) y la presión, en

presencia de un catalizador. Pastillas pequeñas de sílice, alúmina o sílice, magnesio han demostrado ser los catalizadores más efectivos.

2.15.2.4 Alquilación: Se refiere a la unión química de propileno y butileno moléculas de luz con isobutano para formar moléculas más grandes de cadena ramificada (isoparafinas) que hacen la gasolina de alto octanaje. Olefinas y el isobutano se mezclan con un catalizador ácido y cooled. Olefinas y el isobutano se mezclan con un catalizador ácido y se enfría. Reaccionan para formar alquilatos, además de algunos butano. El líquido resultante se neutraliza y se separa en una serie de columnas de destilación. Isobutano se recicla a la alimentación y el butano y el propano se vende como gas licuado de petróleo (GLP).

2.15.2.5 Isomerización: Se consigue mediante la mezcla de butano normal con un poco hidrógeno y cloro y se dejará reaccionar en presencia de un catalizador para formar isobutano, más una pequeña cantidad de butano normal y algunos gases más ligeros. Los productos se separan en un fraccionador. Los gases más ligeros se utilizan como combustible de refinería y el butano reciclados como alimento. La isomerización se puede utilizar para mejorar la calidad de la gasolina mediante la conversión de estos hidrocarburos al aumento de isómeros del octano.

2.15.2.6 Coquización: Este proceso consiste en calentar carbón en ausencia de aire para eliminar los compuestos volátiles del coque, el resultante es un material de carbono, poroso y duro que se utiliza para reducir el hierro en los hornos. El subproducto de coquería moderna recupera químicos volátiles de gas de coque, alquitrán, y aceites. Los residuos de la destilación al vacío son desintegrados térmicamente para convertirlos en combustibles ligeros y en coque. Los productos en este proceso son: gas combustible, nafta, gasóleos ligeros y pesados y coque.

2.15.2.7 Polimerización: Es un proceso químico por el que los reactivos, monómeros (compuestos de bajo peso molecular) se agrupan químicamente entre sí, dando lugar a una molécula de gran peso, llamada polímero, bien sea una cadena lineal o una macromolécula tridimensional. En este proceso se producen la gasolina de polimerización de alto octano y gas licuado del petróleo o LPG.

2.15.2.8 Reforma: Es un proceso que utiliza calor, presión y un catalizador (por lo general contienen platino) para provocar reacciones químicas que se transformen en naftas de alto octanaje de gasolina y materias primas petroquímicas. Las naftas son mezclas de hidrocarburos que contienen muchas parafinas y naftenos. La nafta desulfurizada se bombea a este proceso, el cual cumple la función de reorganizar los hidrocarburos por medio de desintegración en catalizadores de platino-aluminio y bimetálico para producir gasolina de alto octano. Los productos de la unidad son: gasolina reformada de alto octano, hidrógeno, gas combustible y residuos ligeros como los propanos y butanos.

2.15.2.9 Hidrocraqueo: Es un proceso que puede aumentar el rendimiento de los componentes de la gasolina, además de ser utilizado para producir destilados ligeros. No produce residuos, sólo los aceites ligeros. Hidrocraqueo es de craqueo catalítico en presencia de hidrógeno. Hidrocraqueo es también un proceso de tratamiento, debido a que el hidrógeno se combina con contaminantes como el azufre y nitrógeno, lo que les permite retirarse.

2.15.3 PURIFICACIÓN: Son aquellos que se utilizan para eliminar las impurezas y las fracciones indeseadas contenidas en el crudo.

2.15.3.1 Hidrotratamiento: Es una manera de eliminar muchos de los contaminantes de muchos de los productos intermedios o finales.

En el proceso de tratamiento con hidrógeno, la materia prima entra se mezcla con hidrógeno y se calienta a 300 – 380 ° C 380 ° C. El aceite combinado con el hidrógeno entra entonces en un reactor cargado con un catalizador que promueve varias reacciones.

2.15.3.2 Hidrodesulfuración: En esta unidad se purifica la corriente alimentada eliminándole básicamente los compuestos de azufre; también se eliminan nitrógeno, oxígeno y metales pesados. Todo esto es con objeto de proteger los catalizadores empleados en otros procesos de la refinería. Los productos del proceso son: gasolina desulfurizada, naftas ligera y pesada desulfurizada, o combustóleos desulfurizados o combustóleos catalíticos desulfurizados

2.15.3.3 Desasfaltación: A medida que se obtienen los productos por los diferentes procesos, muchos de estos requieren tratamiento adicional para remover impurezas o para aprovechar ciertos hidrocarburos. Para estos casos se emplean solventes. Este proceso se lleva a cabo en una torre de extracción líquido-líquido.

2.15.3.4 Tratamiento con Acido-Arcilla: En el tratamiento acido-arcilla, el ácido sulfúrico actúa como un removedor de material asfáltico y resinoso, y la arcilla sirve para absorber esos materiales. La purificación y tratamiento final de la carga se efectúa en un agitador que contiene más arcilla y cal, y en el exprimidor, tipo prensa.

2.15.3.5 Extracción de Azufre: Es otro proceso de purificación, la extracción de azufre del petróleo y de sus derivados, del gas natural y gases producidos en la refinería representa un importante porcentaje del azufre que se consume en el mundo.

Tabla 2: Producción de Jet Fuel por refinería año 2013 (cifra en barriles)

REFINERIA	ANUAL TOTAL
REFINERIA ESMERALDAS	2.167.063
REFINERIA LA LIBERTAD	827.229
REFINERIA AMAZONAS	198.342

(PETROECUADOR, 2013)

Tabla 3: Estimación del consumo Nacional de Jet A-1 año 2013
Cifras en barriles

Jet Nacional	1.329.917
Jet Internacional	1.766.241
TOTAL JET FUEL	3.096.158

(PETROECUADOR, 2013)

2.16 POLIDUCTOS

2.16.1 POLIDUCTO ESMERALDAS QUITO

Posee una longitud total de 252,9 km. con una altura de 2.952 m. sobre el nivel del mar (msnm), con un empaquetamiento de 164.600 bls por el cual se transportan diariamente los siguientes productos para satisfacer las necesidades internas del centro y norte del país.

- Gasolina Súper = GS
- Gasolina Extra = GE
- Diesel 1 = D1
- Jet fuel = JET A-1
- Diesel Premium = DP
- Diesel 2 = D2

Todos estos derivados del petróleo son transportados por este poliducto que posee las características que se muestran a continuación:

Tabla 4: Características poliducto Esmeraldas-Quito

TRAMO	DIÁMETRO DE LA TUBERIA (pulgadas)	LONGITUD (Km)	CAUDAL MAX. (bls)	EMPAQUETAMIENTO (bls)	PRODUCTOS
Esmeraldas – Sto. Domingo	16	164	2500	121.800	Gasolinas Súper y Extra, Diesel y Destilado 1, Diesel Premium y Jet Fuel
Sto. Domingo – Quito	12	88.87	2000	42.800	

Fuente: (Terminal Beaterio)

El bombeo del producto se realiza con una empaquetadura de línea de 750 psi de presión de trabajo: Desde la cabecera Esmeraldas con tres bombas de 440 HP y un motor eléctrico.

- Estación Santo Domingo tres bombas de 440 HP y un motor eléctrico.
- Estación Faisanes tres bombas de 440 HP
- Estación Corazón tres bombas de 440 HP
- Finalmente a la Estación Reductora Beaterio, con una presión de 750 PSI. y un flujo de 1500 a 2000 bls / hora.

En donde, la Estación cumple su función de reducción de presión de 750 a 30 PSI y enviando a los tanques de almacenamiento de cada producto según el caso.

El ciclo de empaquetamiento del producto está constituido de la siguiente manera:

GE – GS – GE- D1 – DP – D1 – JET A1 - D1 - G.E – CICLO CONTINÚA----->

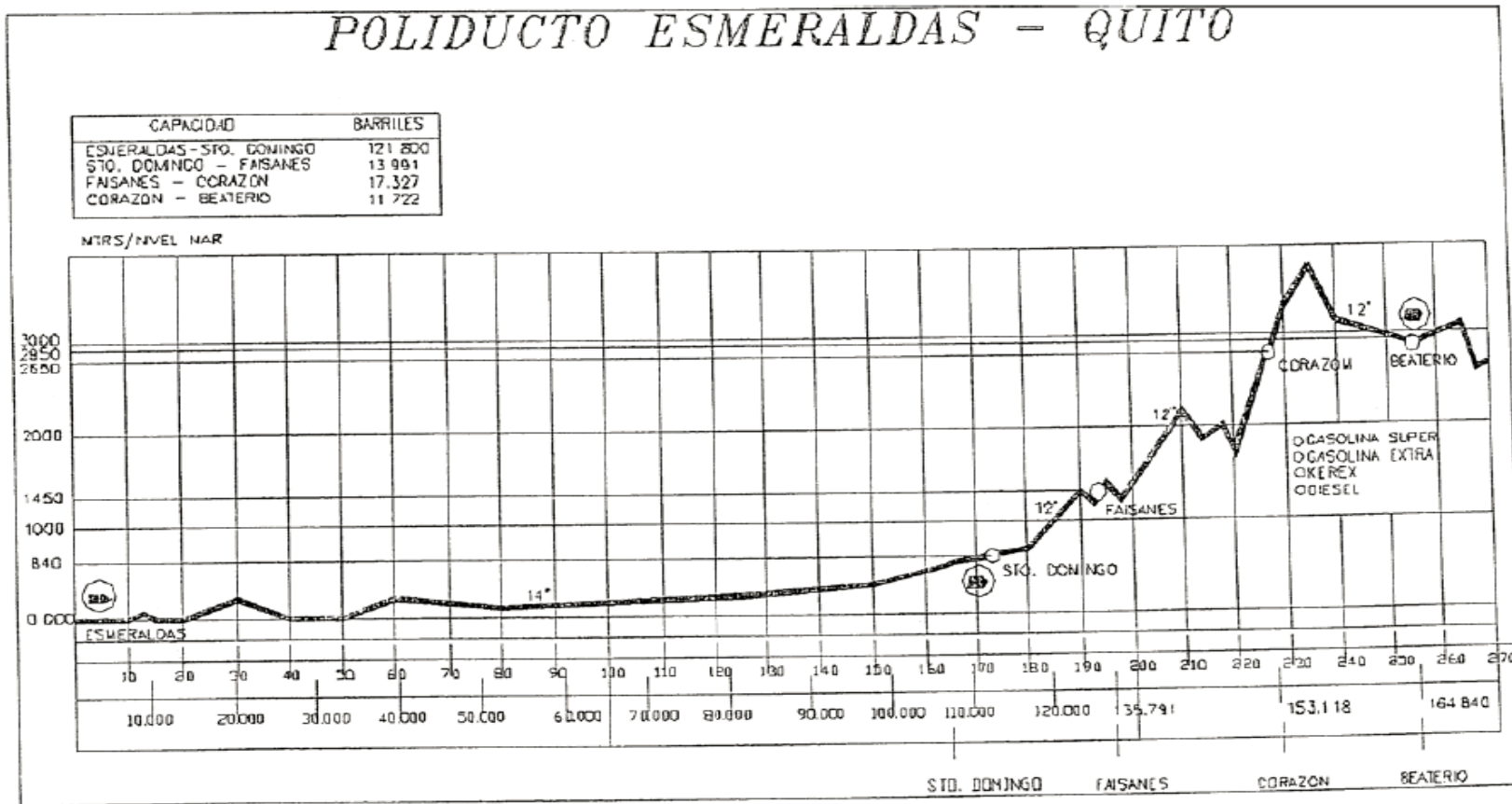


Figura 3: Perfil del Poliducto Esmeraldas-Quito

(Petrocapacitación, 2008)

2.16.2 POLIDUCTO SHUSHUFINDI QUITO

Este poliducto posee una longitud total de 304,7 km. Por el cual se transportan los siguientes productos:

- Gasolina Base
- Gas licuado de Petróleo (GLP)
- Destilado 1
- Destilado 2
- Jet Fuel

Tabla 5: Características poliducto Shushufindi-Quito

TRAMO	DIÁMETRO DE LA TUBERIA (pulg.)	CAUDAL MAX. (bls.)	LONGITUD (Km)	EMPAQUETAMIENTO (bls)	PRODUCTOS
SHUSHUFINDI - QUITO	6	450	304,7	36835	GLP, Nafta, Diesel y Destilado 1

(Terminal Beaterio)

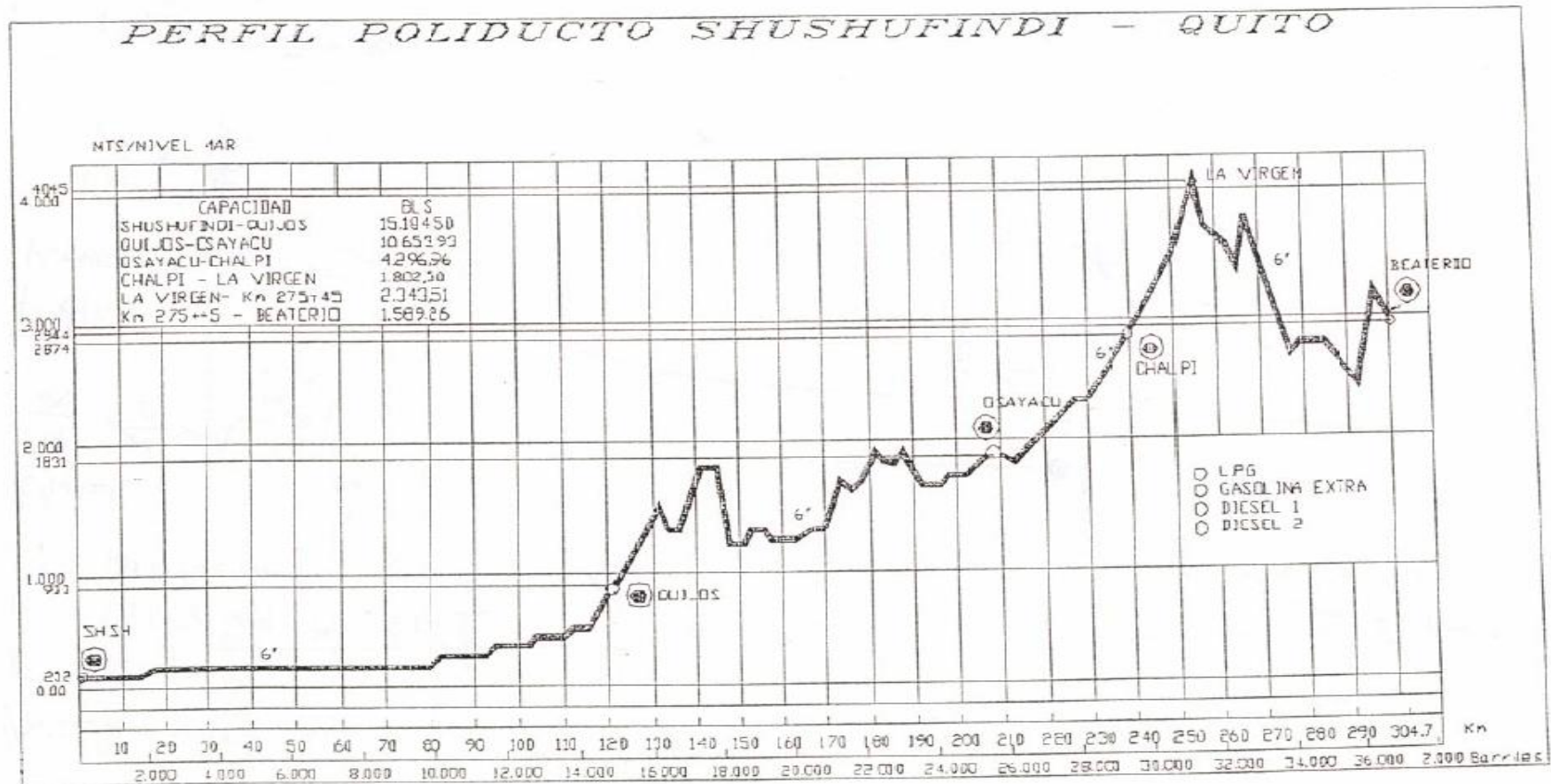


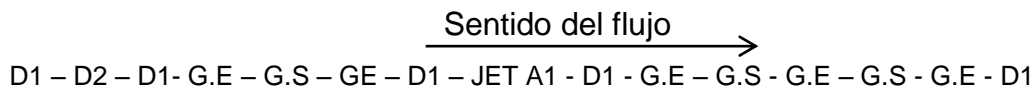
Figura 4: Perfil Poliducto Shushufindi-Quito

(Petrocapacitación, 2008)

2.16.3 PRINCIPIOS BÁSICOS DE TRANSPORTE DE JET A 1

Los principios más importantes que debemos tener en estos procesos se resumen en los siguientes 10 puntos:

- 1) El ciclo del transporte debe estar configurado de la siguiente manera:



- 2) Quienes reciban en las estaciones cabeceras deben estar **COMPLETAMENTE** seguros, de que el bache a recibir cumple en el tanque de entrega, con todas las exigencias de calidad.

Su descuido, negligencia u omisión será la raíz que degenera o desencadene una serie de inconvenientes, pudiendo llegar a extremos de desechar ese bache. Por lo tanto cualquier duda en los Certificados de Calidad, debe ser consultada antes de recibir la partida. Previa a la recepción de la primera partida de Jet, los tanques de recepción y almacenamiento y despacho deben estar completamente limpios y secos. Tener muy en cuenta que si se trata de nuevas instalaciones o líneas abandonadas que van a ser utilizadas para transferir el Jet de un punto a otro o en la planta de Jet, estas tienen OXIDO, el cual es arrastrado por el Jet. Si este es el caso debe hacerse primero un barrido de esas líneas con destilado, para eliminar todo el óxido y suciedades, para de esta manera dejar acondicionado el sistema.

De preferencia ese volumen contaminado debe enviarse a un tanque aparte, para su posterior recuperación y envío al tanque de destilado. Una vez realizado esta operación, proceder a limpiar nuevamente el tanque que recibió y dejarlo en óptimas condiciones para recibir la

partida de Jet. El no proceder así traería serias dificultades, debido a que el óxido con el Jet forman una suspensión de tipo COLOIDAL de difícil ruptura, la cual tarda varios días y a veces semanas en asentarse el sedimento. Si se presentare aquello, la única alternativa es la FILTRACION y como tal la afectación de ese sistema en cuanto a su tiempo de vida útil, si se diera este hecho, tener presente y anotar la fecha y solicitar a Laboratorio que verifique y certifique la calidad de tal producto.

- 3) Quince días antes del Bombeo de las partidas de Jet A1, en coordinación con Inspección Técnica, **debe suprimirse a lo largo del poliducto, la inyección de inhibidor de corrosión hasta concluir el bombeo de toda la partida de Jet.** Su incumplimiento o descuido, de hecho daría lugar a que la partida en su totalidad dé resultados de laboratorio fuera de especificación (WSIM o índice de separación de agua). Toda vez que los Inhibidores de Corrosión están formados por elementos tensoactivos, los cuales tiene la propiedad de formar microemulsiones con mínimas cantidades de agua, reduciendo el tiempo de vida útil de los filtros coalescentes y separadores. Por lo tanto, es imprescindible que el laboratorio en coordinación con operaciones, monitoree y determine (durante los días previos al bombeo) el RESIDUAL DE AMINA (Inhibidor) hasta cuando tenga resultado CERO.
- 4) La limpieza del sistema es inevitable, con el fin de asegurar la pureza del producto a lo largo de los Poliductos, por lo tanto debe planificarse de tal manera que 3 o 4 partidas antes de la partida de Jet, se limpie la tubería (4 partidas). Luego de la limpieza pida que el Laboratorio verifique la ausencia total de inhibidor en el producto que se envió la herramienta de limpieza.

- 5) Es recomendable que durante la Transportación de Jet no haya paros operativos para evitar difusión de los contaminantes y por ende pérdidas por interfase. Cuando se trata de instalaciones nuevas o si un tanque entra en operación luego de mantenimiento es importante en lo posible adicionar un aditivo antiestático para minimizar riesgos de incendio debido a las cargas electrostáticas en instalaciones y equipos durante el operativo de llenado.
- 6) En el Poliducto Shushufindi- Esmeraldas- Quito, vienen batchs pequeñas, en cabeza y cola del mismo producto, es decir del Jet Fuel A1, su corte de interfase es enviado al tanque de Diesel 1.
- 7) En las estaciones de tránsito debe prohibirse terminantemente la inyección de cualquier tipo de remanente que posean en sus instalaciones, durante todo el tiempo que dure el paso por la partida de Jet.
- 8) Con la debida oportunidad tanto a nivel de cabecera como a lo largo del sistema, deben tomarse todas las precauciones que amerite, previo al bombeo de Jet, a fin de evitar agua y sedimentos, los cuales bajo ninguna circunstancia deben estar presentes.
- 9) Personal de control de calidad y de la estación reductora debe estar pendiente durante la recepción e informar con oportunidad cualquier anomalía, para decidir el tiempo de residencia del producto si se tratase de una presencia de productos emulsionados y presencia de materia extraña, en cuyo caso los análisis definirán lo recomendable. Precauciones acertadas permitirán mantener o incrementar el tiempo de vida útil de los filtros, reduciendo los costos de mantenimiento y manteniendo un operativo secuencial de la planta.
- 10) Previa a la operación de despacho debe purgarse todas las líneas de despacho y las trampas de los filtros, debiendo darse un hecho de

que tales líneas sean de total y absoluta independencia del resto de instalaciones. (PETROCOMERCIAL, Seminario Taller)

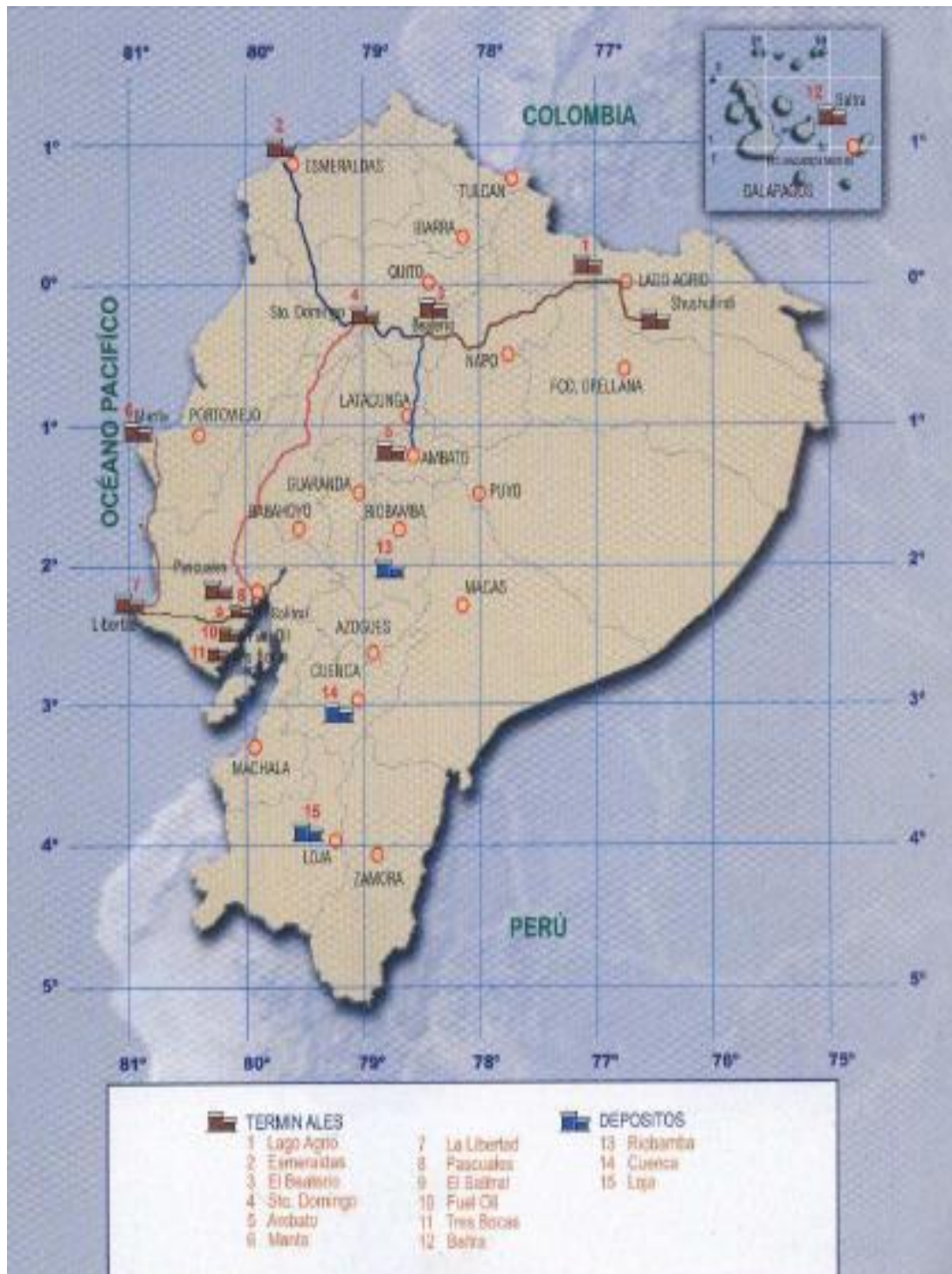


Figura 5: Terminales y depósitos de Petroecuador

2.16.4 TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BEATERIO

El terminal de productos limpios Beaterio, inició sus operaciones en el año 1980, para recibir los combustibles provenientes de los poliductos Esmeraldas - Quito, Santo Domingo - Beaterio –Ambato y Shushufindi Quito. De aquí también, parte el poliducto Quito- Ambato. La zona de influencia la conforman las provincias de la Zona Centro Norte del país, como: Pichincha, Carchi, Imbabura, Cotopaxi, Tungurahua, Chimborazo y transferencias de Nafta Base a Esmeraldas y Nafta de Alto Octano a Shushufindi. El Terminal se encuentra ubicado en Quito, provincia de Pichincha, cuenta con un área aproximada de 27 hectáreas. Su capacidad de almacenamiento es de 600.705 barriles en 20 tanques para Gasolina Súper, Gasolina Extra, Diesel 2, Diesel Premium, Nafta de Alto Octano, Nafta Base, *Jet A1* y Diesel; y tres esferas para Gas Licuado de Petróleo (GLP). * Dirección: Av. El Beaterio, Panamericana Sur Km 10 ½, vía Guamaní - Quito, Pichincha.

En el Terminal se realizan básicamente tres actividades que son: la recepción de productos, el almacenamiento y despacho; y la comercialización. Para el almacenamiento de los productos el Terminal, dispone de un área de tanques estacionarios verticales, debidamente identificados de acuerdo al producto que contienen, además poseen cubetos o diques diseñados para contener el producto del tanque en caso de un derrame.

2.16.5 RECEPCIÓN DE PRODUCTO EN TERMINALES

Este poliducto posee una empaquetadura de 800 PSI de presión de trabajo:

- Desde La Estación Cabecera Shushufindi con tres bombas y un motor MWMTB –601 turbo diesel.

- Estación Quijos con tres bombas y un motor MWMTB – 601 turbo diesel, de 400 Hp
- Estación Osayacu con tres bombas y un motor eléctrico, de 400 Hp
- Estación Chalpi con tres bombas un motor eléctrico, de 400 Hp
- Por último la Estación Reductora Beaterio, con una presión de 800 psi. Y un flujo de 350 a 400 bls / hora.
- Finalmente El Beaterio reduce la presión a 30 psi para gasolinas y a 40 psi para diesel.

El ciclo del empaquetamiento del producto está constituido de la siguiente manera:

GB—GLP—GB—D1—D2—D1—JET A1—D1—GB ----->CICLO CONTINÚA

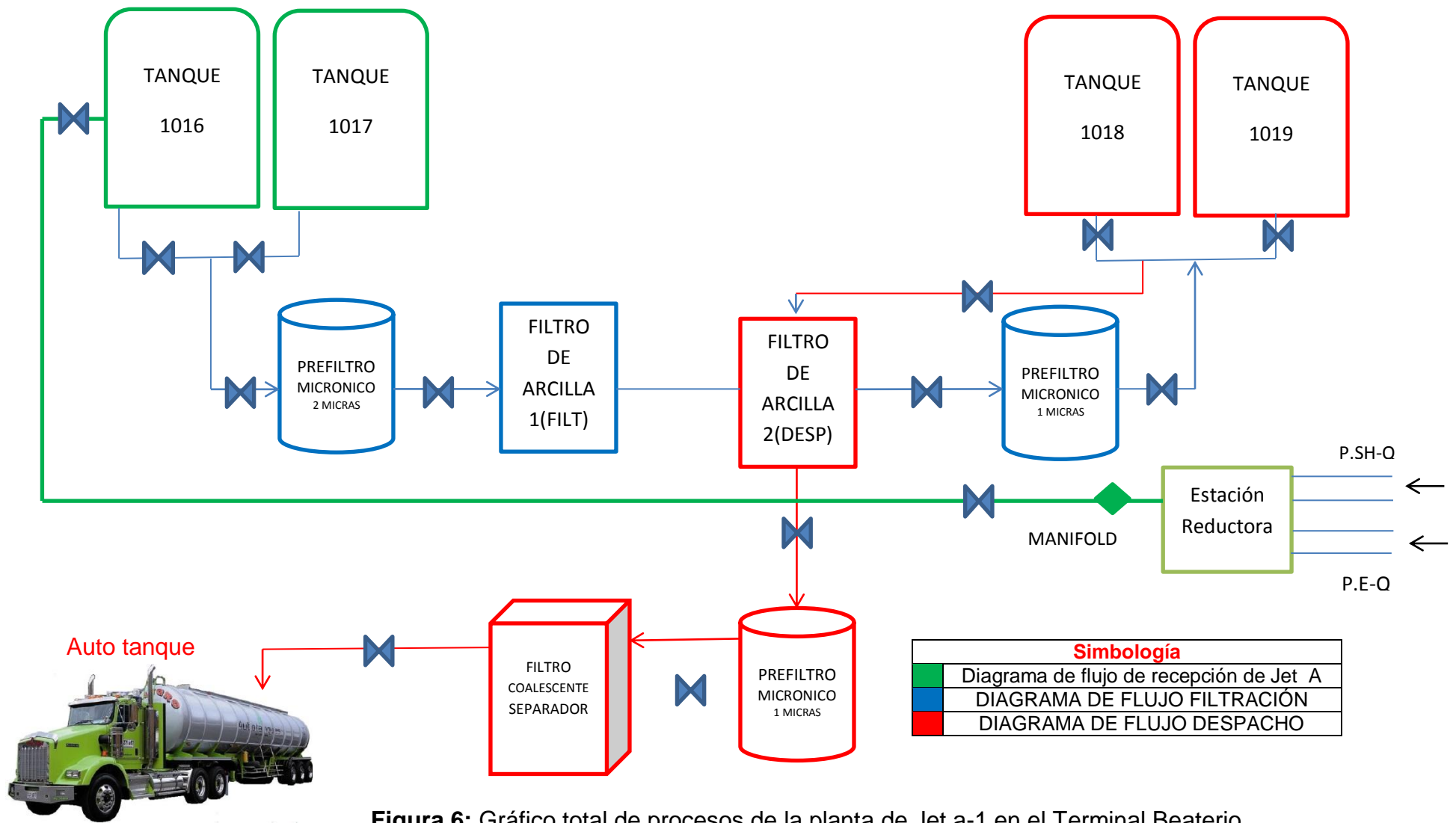


Figura 6: Gráfico total de procesos de la planta de Jet a-1 en el Terminal Beaterio

2.16.6 ESTACIÓN REDUCTORA DEL TERMINAL BEATERIO

En la estación reductora del terminal El Beaterio se reciben productos a través del poliducto Esmeraldas-Santo Domingo- Quito y del poliducto Shushufindi-Quito. De las refinerías de Esmeraldas y Shushufindi respectivamente.

Del poliducto Esmeraldas-Quito se reciben los productos siguientes: diesel1, diésel Premium, gasolina súper, gasolina extra, Jet A-1; y del poliducto Shushufindi-Quito: diésel 1, diésel 2, gasolina base y Jet A-1.

La presión de los poliductos es de 900 PSI y se reduce hasta 80 PSI, mediante dos válvulas reductoras de presión, sistema de filtrado de productos, dos trenes de medición de productos, manifold de distribución, trampa de recepción de equipos de limpieza, tanques de alivio y sumidero, sala de control de operaciones y oficina de operación.

2.17 RECEPCIÓN DEL JET A-1

En el terminal de productos limpios del Beaterio encontramos dos tanques que son exclusivamente para la recepción del Jet, estos son el 1016 y 1017.

La recepción del combustible se la realiza cada seis u ocho días dependiendo de la demanda, la producción e importación. Se recibe producto desde la refinería de Esmeraldas y de la Refinería de Shushufindi y se lo separa en los tanques anteriormente mencionados por el nivel de impurezas con que llegan cada uno de estos refinados, de la siguiente forma: en el tanque 1016 para producto recibido desde la Refinería de Shushufindi (ya que este contiene mayores impurezas que afectarían a los siguientes procesos por los que atraviesa el Jet) y el tanque 1017 para productos que llega desde la Refinería de Esmeraldas.

El volumen receiptado actualmente es de aproximadamente 2200 bls por hora desde Esmeraldas y 500 bls por hora desde Shushufindi, y un volumen total de 23000 a 24000 bls por partida que es recibido cada 6 a 8 días aproximadamente.

Cabe mencionar que el proceso de tratamiento empieza desde la recepción del Jet A-1, ya que es en estos donde se los deja para que decanten impurezas y agua con una duración mínima de 3 horas por metro y mientras mayor sea este tiempo mayor será la decantación de impurezas.

➤ **Precauciones durante la recepción inicial**

- a) Los tanque en que vaya almacenarse el producto, deben estar totalmente limpios y secos.
- b) Las líneas que van del manifold a los tanques de Jet en los terminales así como aquellas que provengan desde las refinerías a los tanques de la Estación Cabecera, deben ser sujeto de limpieza (barrido) con producto Jet o destilado, a fin de arrastrar todo el sedimento (OXIDO), existente en el interior de dicha tubería.

Este producto contaminado de preferencia debe ser evacuado en su totalidad, para luego limpiar los tanques y secarlos cuidadosamente previa a su recepción de Jet de manera definitiva.

- c) Como es ineludible, el arrastre de óxido en los primeros baches recibidos de Jet, es necesario tener el cuidado de dejar sedimentar a fin de no saturar los filtros micrométricos y los de arcilla, con lo cual estamos precautelando el TIEMPO DE VIDA UTIL del sistema de filtración. (PETROCOMERCIAL, Manual de Manejo de Jet A-1)

La recepción del Jet A-1 se lo puede hacer mediante poliducto o auto tanques de la siguiente manera:

2.17.1 RECEPCIÓN MEDIANTE POLIDUCTO

Para la recepción de este producto la planta se prepara de la siguiente forma:

- 1) Programar con la estación la recepción de la partida
- 2) Alinear el tanque 1016 o 1017 para la recepción
- 3) Verificar con el personal de reductora y laboratorio para que el corte de la partida sea el 100% de Jet A-1 en la cabeza y cola.

Mediante un programa el operador abre o cierra los actuadores eléctricos. En este caso el cierre del actuador de la salida de producto y la apertura de la entrada de producto.

2.17.2 RECEPCIÓN MEDIANTE AUTO TANQUES

Se opera de la manera siguiente:

- 1) Alinear el tanque 1016 o 1017 para recepción
- 2) Coordinar con el personal a cargo del almacenamiento de Jet.

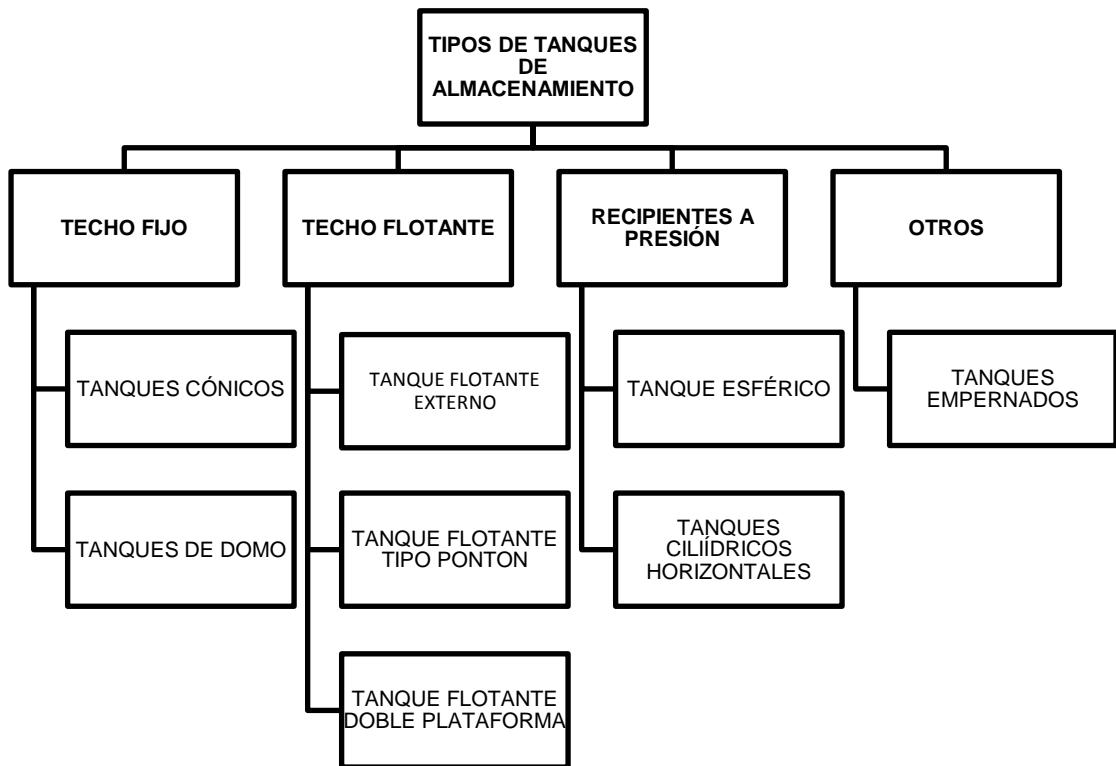
Para este caso el cierre del actuador a la salida del producto, apertura de la bomba de succión de la bomba 1 o bomba 2, la apertura de la entrada del producto al tanque respectivo y encendido de la bomba de succión

2.18 ALMACENAMIENTO DEL JET A1

Actualmente encontramos varios tipos de tanques de almacenamiento, creados dependiendo del producto y las condiciones de almacenamiento.

2.18.1 TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

En la siguiente grafica se divide a varios tipos de tanques de almacenamiento comúnmente usados en la industria.



Esquema 2: Tipos de tanques de almacenamiento

(Rogel, 2014)

2.18.1.1 Tanque de almacenamiento de techo fijo

Se utilizan para el almacenamiento del petróleo y derivados de este, que posean un punto de inflamación alto y de considerable presión a vapor, es decir, aquellos hidrocarburos que no se evaporan fácilmente, con el fin de evitar la acumulación de gases en el interior del tanque que puedan producir algún incendio o explosión, y por lo tanto se debe cumplir que la presión del tanque no sobrepase la presión atmosférica.

Estos tanque son conformados por un solo cuerpo y su techo no tiene ninguna posibilidad de moverse. Por seguridad poseen válvulas de venteo que permiten la salida de vapores que se forman continuamente al interior del tanque.

Pueden tener techo auto soportado o por columnas y la superficie del techo puede tener forma de cono o de domo. Este tipo de tanques operan con un espacio para vapores el cual puede cambiar dependiendo el nivel de líquido.



Figura 7: Tanques de almacenamiento Techo fijo de la planta de Jet del terminal Beaterio

2.18.1.2 Tanques de almacenamiento de techo flotante

➤ Techo flotante externo

Poseen un techo móvil que flota encima del líquido almacenado. El techo flotante consiste en una cubierta, accesorios y un sistema de sellos de aro en la periferia.

Este tipo de tanques permiten reducir en forma significativa la pérdida de líquidos volátiles que se almacenan, esto logra reducir los costos de operación, contaminación ambiental y riesgos de incendios. El objetivo de estos tanques es la eliminación del espacio de vapor sobre el líquido evitando así combinaciones explosivas.

➤ **Techo tipo pontón**

Poseen una serie de pontones anulares alrededor del borde y una plataforma de espesor simple en el centro. La superficie superior del pontón tiene una inclinación hacia el centro, para facilitar el drenaje del agua lluvia, mientras que la superficie inferior tiene un ascenso hacia el centro, para permitir la acumulación de vapores. Estos vapores forman un colchón aislante que se licua cuando la temperatura decrece y los vapores condensados entran a la fase líquida. El tamaño del pontón depende del tamaño del tanque y de las exigencias de flotación.

Estos pontones poseen un aislamiento que evita la acción directa de los rayos solares sobre la superficie del líquido en el espacio anular.

Este tipo de cubiertas permiten una excelente defensa contra la corrosión y los incendios.

➤ **Techo flotante de doble plataforma**

Constan de dos plataformas que flotan sobre la superficie del líquido. La plataforma superior presenta una inclinación hacia el centro del tanque con el fin de permitir el drenaje de aguas lluvia hacia un sistema de drenaje primario del que consta este tipo de tanques. Poseen dos láminas entre las cuales existe un espacio lleno de aire que produce un aislamiento efectivo entre la superficie total del líquido y el techo, lo que permite almacenar líquidos de alta volatilidad.

2.18.1.3 Recipientes a presión

➤ Tanques de almacenamientos esféricos

Los tanques de almacenamiento esféricos son usados principalmente para almacenamiento de productos ligeros como butano, propano, GLP, ya que su forma ayuda a soportar presiones sobre los 25 PSI.

➤ Tanques de almacenamiento cilíndrico horizontales

Los tanques cilíndricos horizontales tienen un armazón cilíndrico, son esferoides (casquetes). La presión de trabajo puede ser desde 15 PSIG o mayor, ciertos tipos de tanques tienen cabeza plana o hemisférica.

2.18.1.4 Otros

➤ Tanques de almacenamiento empernados

Este tipo de tanques son diseñados y acondicionados como elementos segmentados los cuales son montados en localidades para poder proporcionar un alineamiento vertical, encima del terreno, cierre y apertura de la parte superior de los tanques. Los tanques empernados API estandarizados están disponibles en capacidad nominal de 100 a 10000 bls, diseñados a presión atmosférica. Estos tanques ofrecen ventaja al ser fácilmente transportables y levantados manualmente. Son utilizados principalmente para almacenar agua contra incendios o agua potable.

2.18.2 ACCESORIOS DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO



Figura 8: Disposición de Tanques de almacenamiento en la planta de Jet del terminal de productos limpios Beaterio

Un tanque de almacenamiento requiere varios tipos de accesorios para ayuda específica del funcionamiento del mismo y su respectivo mantenimiento, entre estos accesorios podemos mencionar boquillas de entrada y salida de producto, así como boquillas para el drenaje de agua que se deposita en el techo por la lluvia y otra en la parte inferior del tanque.

Para la limpieza y mantenimiento es necesario una puerta a nivel como lo indica la norma, además para la entrada del personal un hoyo llamado MANHOLE, y la escalera con su respectivo pasamanos que nos ayuda a llegar a la parte superior del tanque.

El colocar estos accesorios implica hacer perforaciones, soldaduras en el cuerpo del tanque, por lo cual se colocan unas planchas de refuerzo que cumplen con la norma API 650. El espesor mínimo de las planchas de refuerzo serán las mismas que las del cuerpo del tanque.

Entre los principales accesorios tenemos:

- **MANHOLE:** Ayuda en el mantenimiento interno del tanque y facilita la entrada y salida del personal del mismo.
- **BOQUILLAS DE ENTRADA:** Accesorio necesario que ayuda a la entrada de producto al tanque.
- **BOQUILLAS DE SALIDA:** Accesorio necesario que ayuda a la salida del líquido del tanque.
- **PUERTAS DE LIMPIEZA A NIVEL:** Es un ingreso que facilita la evacuación de residuos en el fondo del tanque, como pueden ser desechos impuros densos, agua, lodos, etc.
- **SUMIDERO O TINA DE LODOS:** Es una abertura acoplada a una tubería que ayuda a la evacuación de agua, residuos o lodos que se encuentran en la parte inferior del tanque.
- **ESCALERA, PASAMANOS:** Las escaleras son el accesorio necesario que nos ayudan a subir al techo del tanque. Los pasamanos son elementos de seguridad en los cuales el personal debe apoyarse al subir o bajar del tanque.

Estos accesorios van unidos al casco del tanque y se acoplan con tuberías, válvulas o simplemente van tapados con una puerta por medio de pernos, que son destapados al momento del mantenimiento. Para los diferentes tipos de aberturas, tenemos que tomar en cuenta la separación que deben tener las aberturas entre sí, y también con respecto de los cordones de soldadura de las planchas del cuerpo.

2.18.3 CARACTERÍSTICAS DE UN TANQUE PARA JET A-1

Para el combustible de aviación **Jet Fuel** las instalaciones de almacenamiento fijas son los tanques siguientes:

Tabla 6: Tipos de Techo de los tanques de la planta de Jet A-1 del terminal Beaterio

N° del Tanque	Producto	Volumen (bls)		Tipo de Techo
		Total	Operativo	
TB-1017	Jet Fuel	27.843	26.358	Fijo
TB-1018	Jet Fuel	11.141	10.712	Fijo
TB-1019	Jet Fuel	11.167	10.691	Fijo
Subtotal		50.151	47.761	

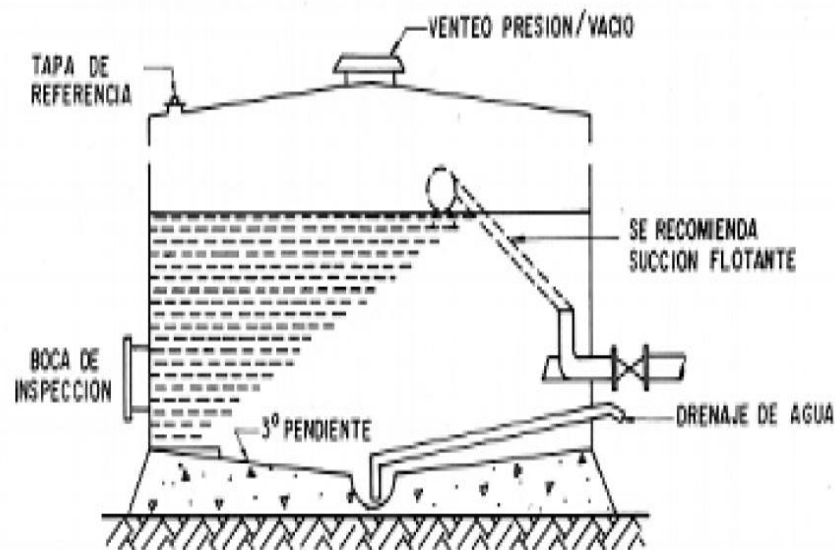


Figura 9: Gráfico de las características de un tanque para Jet Fuel (Cepeda, 2008)

Se utilizan tanques de los siguientes tipos:

- Vertical Techo cónico (fijo)
- Horizontal (Solamente en aeropuertos)

Consta de un fondo cónico con pendiente hacia el centro, mínimo 3%, recomendable 15%, Poqueta central de drenaje, dos drenajes:

- Drenaje 2" a 4", para retirar cantidades grandes de agua
- Drenaje 1", drenaje de punto bajo

Además de estos el drenaje se realiza desde la parte superior del nivel de líquido, con un brazo de succión con flotador.

Recubrimiento interior, se recomienda pintura epóxica que cumpla especificaciones –MIL-P23236.

2.19 PROCESO DE FILTRACIÓN DE JET A-1

Con el desarrollo de aeronaves propulsadas por turbinas y la utilización de combustibles tipo jet para su consumo, se determinó que el agua representaba una de los problemas más serio porque su constitución permite disolver una cantidad determinada de ella. Otro problema lo representaban los contaminantes sólidos, ya que este tipo de combustible puede retener partículas muy finas en suspensión.

El manejo actual de estos combustibles exigen sistemas de filtración capaces de reducir la concentración de dichos contaminantes a niveles inofensivos para las máquinas de las aeronaves y los sistemas responsables del flujo de combustible.

Dichos sistemas están integrados por la carcasa, dentro de la cual van instalados los elementos filtrantes en una cantidad necesaria y suficiente, que puede ser desde uno hasta 24 o más piezas en función del caudal de despacho dos dispositivos de particular importancia son los manómetros, que instalados uno a la entrada y otro a la salida del filtro sirven para indicar la presión diferencial, que permite establecer la saturación de los elementos filtrantes. Como elemento importante va incorporado una VALVULA CLAYTON que provista de un aditamento sirve para eliminar automáticamente el agua acumulada en la Trampa o sifón del fondo de la carcasa, finalmente como parte complementaria de estos existen drenes y permiten obtener muestras que permiten conocer las condiciones del combustible que entra y sale de él.

El sistema de filtración de la planta de Jet A-1 del Terminal de productos limpios Beaterio está conformado por un tren de tres carcasas, que a continuación se describen:

Tabla 7: Tipos de filtros de la Planta de Jet A-1 del terminal Beaterio

TIPO	ACCIÓN
Pre-Filtro Micrométrico	Detiene partículas sólidas de hasta 2 micras
Filtros de Arcilla	Detiene humedad, grasa y partículas químicas (surfactantes)
Filtro Micrométrico	Detiene partículas sólidas de hasta 1 micra.
Filtro Separador –Coalescente	Elimina agua en emulsión fina

(Rogel, 2014)

De estos el de mayor trascendencia es el tercero, cuya eficiencia es en función de los factores que influyen sobre sus elementos independientes del material de fabricación, siendo estos:

1. Carácter hidrofóbico
2. Flujo de combustible
3. Cantidad de agua por detener

Si las gotas de agua logran humedecer el material del elemento separador, estas podrán pasar a través de él, por lo tanto eso significaría que se ha reducido su efecto de repelencia y por tanto deben ser sujeto de cambio.

Como complemento de lo anotado es necesario inspeccionar el sistema, en particular el filtro separador/coalescente, debiendo tener en cuenta las siguientes instrucciones:

- 1) Verifique que la malla de algodón de los elementos, una vez seca, tenga una coloración semejante al original.
- 2) Si tiene coloración distinta, es indicio de paso de sólidos, a través del elemento (realizar prueba de Millipore) si es positivo cambiar los elementos que presentan coloración.
- 3) Si la malla presenta puntos o manchas aisladas de color oscuro; puede tratarse de colonias de microorganismos (analizar con pruebas de microbiológicas de rutina). Si el resultado es positivo cambiar todos los elementos e investigar el origen de este fenómeno.
- 4) Tener en cuenta el P y el tiempo recomendado por el fabricante (2 años de uso), revisar cada 6 meses.
- 5) Los elementos separadores pueden ser reutilizados si, luego de sopletearlos presentan condiciones óptimas para su trabajo.

- 6) Si la P alcanza 15 psig de presión diferencial trabajando el filtro al 100% de su capacidad, estos deben ser sujetos de cambio

2.19.1 FILTRO MICRÓNICO

El Filtro Micrónico es un filtro que contiene elementos de Filtración de papel diseñados para remover partículas sólidas del combustible. Para el beaterio lo encontramos como primer elemento filtrante.



Figura 10: Filtro micronico de la Planta de Jet del Terminal Beaterio

2.19.2 FILTRO DE ARCILLA

Técnicamente el tratamiento de eliminación de surfactantes del Jet, se lo hace con ARCILLA de 50 a 80 mallas de variedad "ATTAPULGGITA" (forma se asemeja a finas agujas), en sistema a base de cartuchos o de columnas de precolección rellenas con arcilla al granel.

La clave para un buen tratamiento es mantener al Jet, en contacto con este material por el mayor tiempo posible, denominado TIEMPO DE RESIDENCIA, este tiempo de residencia debe ser lo suficientemente largo para que el combustible interaccione con las partículas de la arcilla a fin de que el surfactante se pueda absorber sobre la superficie de los cristales de arcilla. Aún partículas de sedimentos extremadamente pequeñas en el rango submicrónico, también son absorbidas.

Esto se consigue manteniendo la velocidad de flujo del combustible por elemento estándar en el rango de 5 a 6 GPM, pero nunca con un flujo que exceda de 7 GPM, un filtro normalizado tiene las dimensiones de 18" de longitud por 7" de diámetro, lo ideal para el Jet es un flujo de 6.5 GPM para cartuchos de 7"x18". Las partículas aglomeradas de la arcilla no se colapsan bajo condiciones normales de operación, pero el agua puede hacer que esto ocurra. El incremento en la vida útil de los cartuchos coalescentes aumenta notablemente cuando se instalan los cartuchos de arcilla en una fase previa a éstos en volumen al doble de lo normal. Concomitante con esto se mejora el color de membrana en la prueba MILLIPORE.

Es importante tener en cuenta que para lograr una eficiencia de filtración y la acción de la arcilla debe mantenerse un flujo lento para lograr un buen rendimiento en este tipo de elementos en su capacidad absorbente y su resistencia al agua, a más de prevenir el estropeo a los filtros SEPARADORES, que son diseñados para eliminar el excedente de partículas contaminantes de surfactantes que arrastra el Jet, luego de atravesar los filtros de arcilla. (PETROPRODUCCIÓN, Taller de Manejo de Jet A-1)

La contaminación con surfactantes se ha atribuido a las siguientes causas:

a) **Refinería:** se produce debido a la generación durante el proceso de refinación de productos tales como. Ácidos nafténicos, sulfúricos y sus sales formados durante el tratamiento cáustico y ácido.

b) **Poliductos y autotanques:** la contaminación de los medios de transporte se deben principalmente a residuos de combustibles de gasolinas y aceites, que se absorben en las paredes del Poliducto y se transfieren el Jet A1. También la contaminación se produce por los aditivos que tienen en su composición este tipo de productos.

c) **Materiales de mantenimiento:** jabones, detergentes y aditivos para limpieza, inhibidores de corrosión, desincrustantes, los cuales usualmente son surfactantes o se combinan para formar surfactantes.

Los problemas que se atribuyen a los surfactantes se relacionan principalmente a la tendencia que tiene estos para interferir o reducir la eficiencia y funcionamiento de los filtros separadores para eliminar el agua y sedimentos del combustible, por cuanto estos contaminantes cooperan en la formación de fenómenos tales como: crecimiento bacteriano, corrosión en las estructuras, errores de medición de cantidad y taponamiento en el sistema turborreactor.



Figura 11: Filtro de arcilla para tratamiento de la planta de Jet del Beaterio



Figura 12: Filtro de arcilla para despacho de la planta de Jet del Beaterio

2.19.3 PREFILTRO MICRÓNICO

Es un filtro micrónico de gran capacidad. Se instala flujo arriba de otros elementos de filtración. Son Diseñados para extender la vida útil de otros medios de filtración más caros en un sistema de distribución de combustible expuesto a altos niveles de sólidos. En el terminal de el beaterio este esta dispuesto antes del filtro coalescente-separador.



Figura 13: Prefiltro micronico para tratamiento del Jet Fuel del terminal Beaterio

2.19.4 FILTRO COALESCENTE-SEPARADOR

➤ **Cartucho coalescente**

Los cartuchos coalescentes son usados como la primera etapa en los filtros de separación, para fluidos hidrocarbúricos. Estos ejecutan 2 funciones:

1. Coalescer (atraer, combinarse) material altamente dispersando, como partículas de agua emulsificadas dentro de largas gotas; y
2. Filtrar partículas contaminantes.

Diminutas gotas de agua adheridas a hebras de fibra de vidrio, el fluido empuja las gotas a lo largo de la hebra hasta que logran una intersección en las hebras donde se combinan con otras gotitas (coalescen) y forman largas gotas.

Estas largas gotas son luego llevadas hacia fuera de la superficie del cartucho y al tener una gravedad específica más alta que el fluido hidrocarburífero, ellas se descargan o depositan en la base del vaso. El largo de las gotas y la rapidez incrementan específicamente con la coalescencia.

Esto es consumado por la aplicación de una firme y fina filtración media.

La dirección del fluido es desde adentro para afuera del cartucho. Esto reduce al mínimo en la superficie y ayuda a prevenir el rompimiento de las gotas y que sean llevadas aguas abajo.

Los cartuchos coalescentes son usados primeramente para la coalescencia emulsificada del agua y remover partículas desde fluidos hidrocarburíferos.

La más larga y simple es la filtración de combustible de aviación

➤ **Cartuchos separadores**

Los cartuchos separadores son empleados como la segunda fase en los filtros/separadores. Su exclusiva función es rechazar gotas de agua coalescida, producida por los cartuchos de la primera fase mientras los fluidos hidrocarburíferos atraviesan los cartuchos. Las gotas de agua reposan dentro del filtro/separador colector para luego ser llevadas aguas abajo.

Toda partícula filtrada es retenida por la primera fase de cartuchos coalescente.

La dirección del fluido es de adentro hacia fuera. El agua comienza a ser rechazada por el cartucho separador hidrofóbico medio de adentro de la superficie. Por otro lado los fluidos hidrocarburíferos pasan a través de él y salen del cartucho separador.

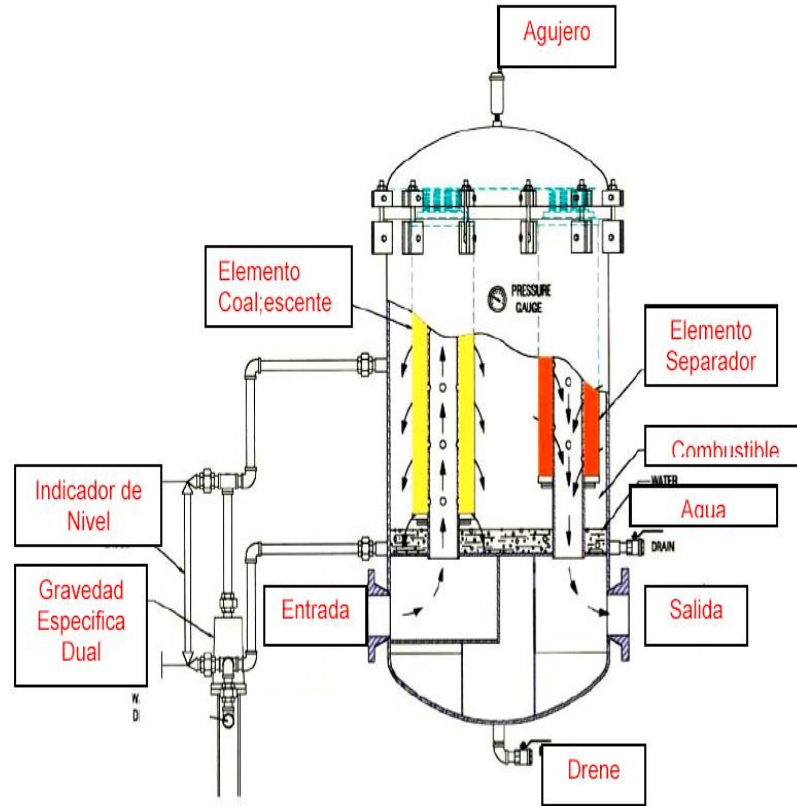


Figura 14: Filtro Coalescente-separador
(AlletsFilters)



Figura 15: Sistema de distribución típica para despacho de combustible de Aviación Limpio/Seco

(Velcon, 2001)

3 CAPÍTULO III

3.1 CONTROL DE CALIDAD

INFORME DE ENSAYO		Código: PT.11-FO-02	Versión: 05
LABORATORIO DE CONTROL DE CALIDAD EL BEATERIO Laboratorio de Ensayo con Sistema de Gestión de Calidad Implementado		Página 1 de 1	
DIRECCIÓN: Av. El Beaterio y Av Pedro Vicente Maldonado		TELÉFONO: 3940300 Ext. 20733/ 20732	FECHA DE EMISIÓN DEL INFORME: 2014-10-08

DATOS DEL PRODUCTO

PART. N° 544 Pol. E-Q	LUGAR TOMA DE MUESTRA TB-1018	CÓDIGO DEL INFORME 129-J-2014	JET A1
-----------------------	----------------------------------	----------------------------------	---------------

DATOS DEL CLIENTE

NOMBRE: JEFE DE TERMINAL EL BEATERIO	DIRECCIÓN: Av. El Beaterio y Av Pedro Vicente Maldonado	TELÉFONO: 3940300 Ext. 20700
--------------------------------------	---	------------------------------

DATOS DE LA MUESTRA

	FECHA	HORA	PROCEDIMIENTO INTERNO TOMA DE MUESTRAS	CÓDIGO DE MUESTRA
RECEPCIÓN:	N.A	N.A		
TOMA DE MUESTRA	2014-10-08	06:10	V05.02.04.PT.08	1667-2014
EJECUCIÓN DEL ENSAYO	2014-10-08			

REQUISITOS	UNIDAD	MÉTODO			ESPECIFICACIÓN	RESULTADOS	U k=2 ^(a)
		ASTM	NTE INEN	INTERNO			
COLOR SAYBOLT		D-156	NTE INEN 1048		Min +21	+21	
DENSIDAD RELATIVA A 15.6°C/15.6°C		D-1298			0.775 - 0.840	0,8054	
GRAVEDAD °API (15.6/15.6°C)	API	D-1298		V05.02.04.PE.04	37 - 51	44,2	6,94%
ACIDEZ TOTAL	mg KOH/g	D-3242			Max 0.1	0,011	
AROMÁTICOS	% VOL	D-1319	NTE INEN 2252		Max 22	17,10	
OLEFINAS	%VOL	D-1319			Max 5	0,81	
AZUFRE MERCAPTANO	%PESO	D-3227			Max 0.003	0,0001*	
AZUFRE TOTAL	% PESO	D-4294	NTE INEN 929		Max 0.3	0,076	
CORROSION LAM COBRE 2H A 100°C		D-130	NTE INEN 927		Máx 1	1a	
DESTILACIÓN : TEMP. 10%	°C	D-86	NTE INEN 926		Max 205	175	
DESTILACIÓN : TEMP. 20%	°C	D-86	NTE INEN 926		REPORTE	180	
DESTILACIÓN : TEMP. 50%	°C	D-86	NTE INEN 926		REPORTE	196	
DESTILACIÓN : TEMP. 90%	°C	D-86	NTE INEN 926		REPORTE	225	
P F E	°C	D-86	NTE INEN 926		Max 300	241	
RESIDUO	%VOL	D-86	NTE INEN 926		Max 1.5	0,6	
PERDIDAS	%VOL	D-86	NTE INEN 926		Max. 1.5	0,5	
PUNTO DE INFLAMACIÓN	°C	D-56	NTE INEN 1047	V05.02.04.PE.02	Min 38	44,0	
PUNTO DE CONGELAMIENTO	°C	D-2386			Max. - 47	-57,4	
PUNTO DE HUMO	mm	D-1322			Min 20	22	
CONTENIDO DE NAFTALENO	%VOL	D-1840			Max. 3	1,21	
VISCOSIDAD A -20°C	cSt	D-341	NTE INEN 810		Max. 8	3,97	
WSIM		D-3948			Min 85	96	
GOMA EXISTENTE	mg/100 ml	D-381			Max 7	0,2	
EST. TERM. CAIDA DE PRESIÓN EN 5h	kPa	D-3241			Max 3.33	0,33*	
EST. TERM. DEPOSITO TUBO PRECALENTADO		D-3241			Max < 3	1,1*	
REACCIÓN AGUA CLASIFICACION DE INTERFASE		D-1094			Max 1b	1	
REACCIÓN AGUA CLASIFICACION DE SEPARACIÓN		D-1094			Max 2	1	
AGUA EN EMULSIÓN	ppm	D-3240			Max 30	1,0	
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA	pS/m	D-2624			Reporte	0,0*	
CALOR COMBUSTIÓN NETA	MJ/kg	D-3338			Min 42.8	43,18	
CONTENIDO DE PARTICULAS	mg/L	D-2276			Max 1	0,053	
TIEMPO DE FILTRACIÓN	min	D-2276			Max 15	9	

OBSERVACIONES: * Datos promedios de los Certificados de Refinería Esmeraldas y Refinería Shushufindi

PRESIÓN BAROMÉTRICA MEDIDA EN EL LABORATORIO = 71,7 kPa.

Los resultados de este informe de ensayo, corresponden únicamente a las propiedades de muestra analizada en el laboratorio.

(a) La incertidumbre reportada, se expresa con un nivel de confianza del 95%.

La información completa relativa a los ensayos está a disposición del cliente cuando así lo requiera

Producto cumple con las especificaciones de la norma NTE INEN 2070

Figura 16: Certificado de calidad del Terminal Beaterio

Para los procesos de recepción y filtración realizadas en la planta de Jet A-1 del terminal de productos limpios Beaterio, el control de calidad es una fase fundamental en el mismo, puesto que en el proceso se realizan distintos tipos de pruebas así:

- Pruebas de campo
- Pruebas específicas en laboratorio

3.1.1 PRUEBAS DE CAMPO

Como el nombre mismo lo indica son pruebas realizadas en toma de muestras de recepción, tanques de almacenamiento y en el tren filtrante, como en carcasas de filtros de despacho, las cuales se realizan en dispositivos descartables como:

- **Métodos de decantación**
- **Millipore**
- **Swiftkit**
- **Hidrokit**

Estas son pruebas concretas para detectar impurezas en el Jet A-1, cada una de las cuales tiene su equipo específico.

3.1.1.1 Método de decantación

Este método se realiza en las zonas de tanques de recepción por los cuales se pueden determinar la decantación de sólidos por la acumulación en el fondo del tanque lo cual está dado 6 m³ por hora de decantación. Debiendo recordar que mínimo son 3 horas por metro de altura.

El método más usado efectivamente es denominado método de punto el cual se realiza con una inspección visual en un frasco de vidrio y sus resultados

se determinan en base a la transparencia del producto (claro y brillante) y el cual indica el nivel óptimo para la filtración.

3.1.1.2 Procedimiento COLOR MILLIPORE

Para el este método se realiza el siguiente procedimiento

1. Separe las mitades de estuche de muestreo de combustible.
2. Ubique el monitor de campo en el estuche de muestreo con el lado de entrada hacia arriba y el lado con rayos hacia abajo;
3. Ponga el selector de válvula de tres canales en la posición apagada y conecte la manguera de derivación y la manguera de salida.
4. Establezca una corriente estable-estática en el sistema durante operaciones normales, una presión de línea de 103 a 241 Kpa (15 a 35 psi).
5. Coloque el selector de válvula de tres canales en la posición "Flush" (inundar).
6. Remueva la manguera de salida del recipiente receptor y vacié los contenidos de una manera apropiada.
7. Coloque el selector de la válvula de tres canales en la posición "test" (prueba). Deje fluir un galón o 4 litros.
8. Para protegerse contra una descarga electrostática, permita que el recipiente receptor y los contenidos reposen un período mínimo de 1 minuto.

9. Remueva la manguera de salida del recipiente receptor y vacíe los contenidos de una manera apropiada.

10. Remueva el combustible restante del monitor de campo usando un aparato de aspiración proporcionado con el estuche. Asegúrese que la aspiración sea aplicada suavemente y únicamente en el extremo de salida del monitor para prevenir daños a la membrana del filtro.

Estas pruebas se deben realizar cada tres meses. Los resultados esperados con esta prueba son: tener un control de calidad eficiente para garantizar un producto 100% confiable, a través del cambio de color de la membrana del filtro, que determina la cantidad de sedimento existente en el producto.



Figura 17: Equipo para realizar el procedimiento Color Millipore



Figura 18: Bitácora de filtros utilizados para el procedimiento Millipore

3.1.1.2.1 Procedimiento PESO MILLIPORE

Se realiza lo siguiente:

1. Separar las mitades del estuche de muestreo de campo
2. Coloque el monitor de campo de peso igual en la sección inferior del estuche de muestreo.
3. Conecte la manguera de salida del estuche de muestreo de campo en el recipiente receptor y deseche los contenidos en un tanque o recipiente apropiado de recuperación.
4. Medir y registrar el volumen exacto de combustible recogido.
5. Proteger a todos los equipos contra descargas electrostáticas

6. Separar las mitades del estuche de muestreo de campo y remover el monitor del plástico.
7. Remover el combustible restante del monitor de campo usando el aparato de aspiración para prevenir daños en la membrana.
8. Limpiar el combustible del extremo del monitor de campo.
9. Preparar una etiqueta de identificación para la muestra.
10. Pesar la muestra en un laboratorio calificado.

Mediante esta prueba determinamos los CONTAMINANTES (SEDIMENTOS) del Jet Fuel, mediante el peso de la membrana del filtro millipore, con este control se garantiza la calidad del producto.

3.1.1.3 Método SWIFTKIT.

Esta prueba se realiza con el fin de determinar la presencia de surfactantes en el Jet.

3.1.1.3.1 Definición de Surfactantes.

El término Surfactante es una contracción de las palabras agente activo de superficie. Estos jabones o detergentes, como, materiales después de sulfonados que pueden ocurrir naturalmente en el combustible, pueden ser introducidos en el combustible por cualquiera de los siguientes medios:

Inadvertidamente por ciertos procesos de purificación; ciertos aditivos, lavado de superficies internas durante el paso por el sistema de distribución, y almacenamiento en un tanque o recipiente que previamente manejaba otros productos.

Este tipo de elemento, los surfactantes son por lo general más solubles en agua que en combustible y reducen la tensión interfacial entre agua y combustible. Esto hace que el agua y las impurezas permanezcan en suspensión en partículas finamente dispersas durante un periodo extenso de tiempo. Las partículas son atraídas a los elementos del filtro / separador y pueden incapacitar a estos elementos” (Control de Calidad Beaterio). Los surfactantes en grandes cantidades concentradas por lo general tienen un color tostado en el combustible de agua. Los surfactantes no constituyen una gran amenaza a las aeronaves; sin embargo suspenden agua e impurezas en el combustible de la aeronave. Por lo tanto, los surfactantes se han vuelto uno de los principales contaminantes en los combustibles para aviones de reacción y puede causar problemas en el medidor de combustible.

3.1.1.3.2 Prueba para surfactantes

Estos elementos son compuestos químicos que se encuentran en el JET-A1 incluso en cantidades muy pequeñas tienden a mantener el agua libre contenido en el combustible suspendido en forma de una niebla estable. Ocasionalmente dañan como cortar la vida-útil de los elementos separadores.

En la actualidad existe una prueba sencilla llamada Swiftkit, que consiste en una ampolla de vidrio al vacío con un capilar en su interior y líquido revelador y una escala graduada en su longitud de 25 a 40 dinas/g. La muestra se toma a la salida del filtro de arcilla, si el capilar se llena del líquido revelador hasta 25 dinas/gr. o menos, nos indica que la presencia de surfactantes es considerable en la arcilla, por consiguiente está saturado el filtro y debe cambiarse.

El filtro de arcilla precisamente tiene como finalidad eliminar esos componentes.

Procedimiento.-

1. Inspeccionar, limpiar y enjuagar el frasco donde se toma la muestra.
8. Llenar la mitad del frasco con la muestra de combustible. Debe ser tomado a la salida del filtro de arcilla.
9. Introducir dentro del frasco la pequeña manguera que esta adherida a la jeringa plástica que contiene la aguja.
4. Con la jeringa fuera del frasco y la aguja hacia abajo se coloca el tubo con el tapón de toma hacia arriba permitiendo así que el líquido revelador este en el fondo del tubo y el capilar vacío.
5. Se inserta la ampolleta de vidrio en la jeringa, se mantiene oprimido hasta que el tubo llene dejando un vacío normal de 2 cm. aproximadamente.
6. Retirar la ampolleta y lea sobre la escala la posición de la burbuja dentro del capilar.

3.1.1.4 Método HIDROKIT

“Una revisión eficaz para detectar la presencia de agua libre en el fondo de un tanque de almacenamiento se hace aplicando pasta indicadora en la porción inferior del medidor o la cinta. La pasta cambiará en la presencia de agua.

El punto más alto del cambio de color indica la profundidad del agua presente. El Hidrokit es un detector de agua de tipo POSIBLE – IMPOSIBLE. La prueba consiste en exponer una muestra pre medida de combustible a un polvo reactivo lo cual tiene sensibilidad cromática al agua libre en una

concentración de carga de 30 ppm o más. El polvo cambia de blanco a rozado si el combustible contiene cerca de 30 ppm o más de agua libre después de dos minutos de contacto con el combustible” (Control de Calidad Beaterio)

Procedimiento para realizar la prueba hidrokit.-

1. Inspeccionar, limpiar y enjuagar el frasco donde se toma la muestra.
2. Llene la mitad del frasco con la muestra de combustible.
3. Introduzca la jeringa plástica que tiene la aguja en el frasco que contiene la muestra, asegurándose que la punta de la jeringa esté sumergida en el combustible.
4. Inserte la ampollada de vidrio en la jeringa, con el tapón de goma contra la aguja. Mantenga la ampolleta en esta posición hasta que la entrada de combustible se suspenda (el combustible debe llenar la ampolleta).
5. Quite la ampolleta de la jeringa plástica y agítela por 15 segundos.

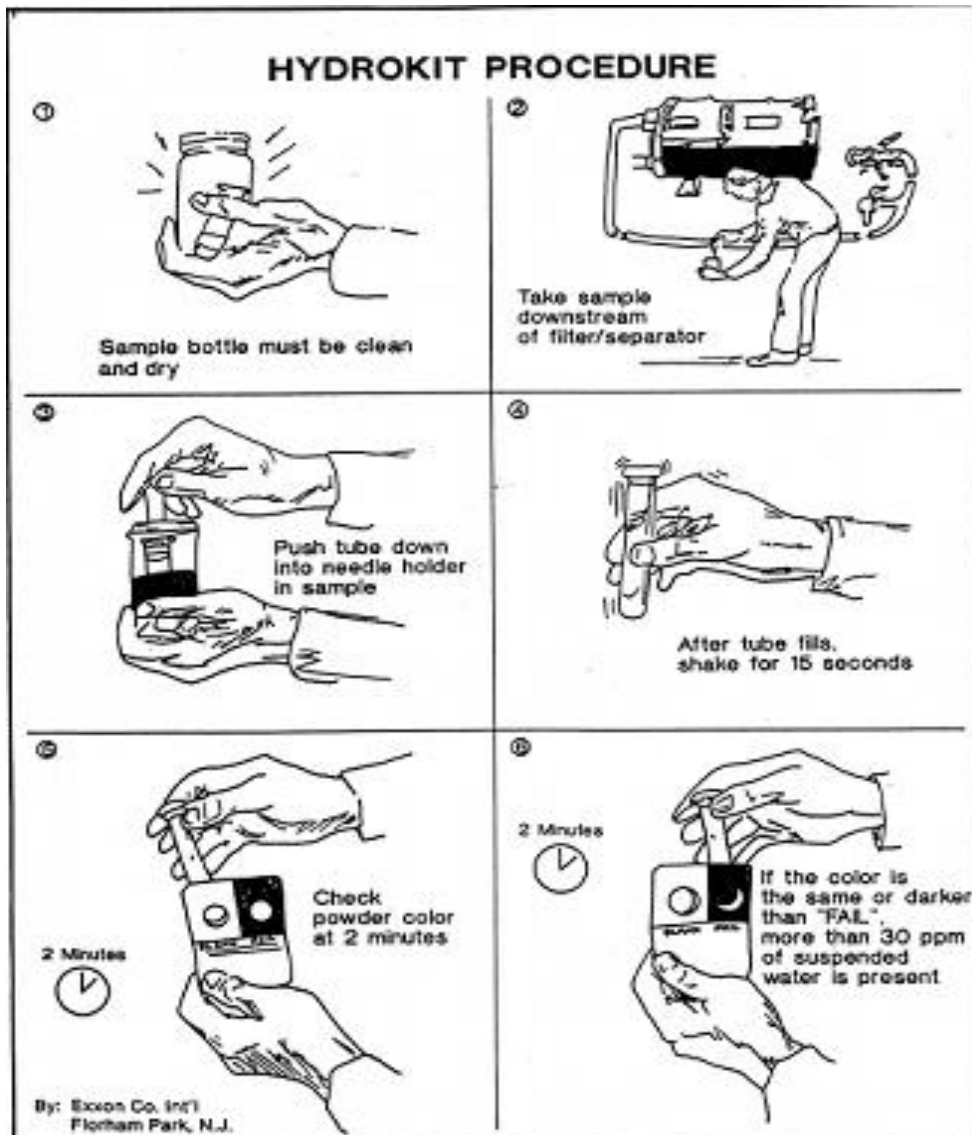


Figura 19: Procedimiento del método Hidrokit

3.1.1.4.1 Evaluación de resultados

- a) Compare el Color del polvo con la tarjeta de color.
- b) Si el polvo cambia de color a los dos minutos de estar en contacto con el combustible y

- c) coincide o es más oscuro que el color marcado “FAIL” (no aceptable) de la tarjeta de color, entonces la muestra tiene 30 ppm o más de agua libre.
- d) Si no ocurre cambio de color después de los dos minutos o si el color del polvo es más claro que el color oscuro de la tarjeta, la muestra contiene menos de 30 ppm de agua libre y por lo tanto se considera aceptable.

Se debe hacer diariamente este proceso antes de iniciar el primer tanqueo y en el momento que la aerolínea lo solicite.

3.1.2 PRUEBAS DE LABORATORIO

Tabla 8: Cuadro de pruebas de laboratorio para JET A-1

PRUEBA	METODO ASTM	USO Y SIGNIFICADO	EQUIPO
PUNTO DE HUMO	D-1322	Formación de humo alto contenido de aromáticos	PUNTO DE HUMO
NAFTALENOS	D-1840	Forman humos y depósitos	ELECTROFOTOMETRO UV-VISIBLE
GOMAS	D-381	Presencia de contaminantes y olefinas	STAND ON ZETA
REACCIÓN AL AGUA	D-1094	Efectos de superficie por presencia de tensoactivos	

CONTINUACIÓN TABLA 8			
WISIN	D-3948	Acción de surfactantes (microemulsión)	MICROSEPAROMETRO MODELO 1140
DESTILACIÓN	D-86	Determina volatilidad y vaporización	DESTILADOR ASTM
PUNTO DE CONGELAMIENTO	D-2386	Garantiza condiciones de flujo a grandes alturas	USO DE EDWARD
ESTABILIDAD TÉRMICA	D-3241	Formación de depósitos por descomposición térmica	VISCOSIMETRO
ACIDEZ TOTAL	D-974	Presencia de fenoles y ácidos nafténicos	POTENCIOGRAFO METRON
AROMÁTICOS	D-1319	Acción sobre elastómeros genera humos y depósitos	CROMATOGRAFO DE ABSORCIÓN (COLUMNAS)

(PETROCOMERCIAL, Taller de Manejo de Jet Fuel)

3.2 MUESTREO

3.2.1 MUESTREO DE JET A-1

Este proceso de muestreo de los sistemas utilizados en la conducción de los combustibles de aviación, debe ejecutarse de acuerdo a formas adecuadas para que las muestras obtenidas sean efectivamente representativas del combustible muestreado.

A continuación, se indicará algunas de las formas más utilizadas para la realización del muestreo y tipos de muestras que pueden conseguirse conforme gracias al método ASTM D-270 y que son utilizadas en el manejo de los diferentes combustibles de aviación.

3.2.2 TIPOS DE MUESTRAS

- **Muestras Promedio.**- Consiste de partes proporcionales de todas las secciones del recipiente.

- **Muestra de Todos los Niveles.**- Se obtiene al sumergir una botella tapada hasta un punto lo más cercano posible al nivel de salida, entonces se destapa la botella y se sube con una rapidez tal, que debe salir llena a aproximadamente $\frac{3}{4}$ de su capacidad. Este tipo de muestra no es necesariamente una muestra promedio, ya que el volumen del tanque puede no ser proporcional a la profundidad y porque el operador puede ser incapaz de subir el muestreador con la rapidez requerida para llenarse apropiadamente. La rapidez de llenado es proporcional a la raíz cuadrada de la profundidad de inmersión.

- **Muestra Corrida.**- Se la obtiene al bajar una botella tapada hasta el nivel de la salida del tanque, se abre y se regresa hasta la superficie del líquido, con una rapidez uniforme, de tal manera que el frasco se llene únicamente a $\frac{2}{4}$ aproximadamente, de su capacidad total, cuando sale del combustible.

- **Muestra Específica.**- Se la obtiene de un lugar determinado del tanque por medio de un ladrón o muestreador.

- **Muestra de la Parte Superior.-** “Es una muestra específica tomada en la parte media del tercio superior del volumen contenido en el tanque”³⁴.
- **Muestra de la Parte Media.-** Muestra determinada que se la toma en la mitad del volumen contenido en el tanque.
- **Muestra de la Parte Inferior.-** Es una muestra específica obtenida en el nivel de salida del tanque.
- **Muestra del Fondo.-** Obtenida del material en la superficie del fondo del tanque, recipiente o línea en su punto más bajo.
- **Muestra del Drenaje.-** Se la obtiene en la válvula de salida. Ocasionalmente, una muestra del drenaje puede ser la misma que una muestra de fondo, como en el caso de un auto tanque o carro tanque.
- **Muestra de Agua y Sedimento.-** Esta prueba se la obtiene con la ayuda de un ladrón o muestreador, para determinar la cantidad de material sedimentado en el fondo de un tanque.
- **Muestra Compuesta de un solo Tanque.-** Es el resultado de una mezcla de las partes inferiores, medio y superior. Para un tanque de sección transversal uniforme, como lo son los cilíndricos verticales, la mezcla consiste de partes iguales de las tres muestras. Para tanques cilíndricos horizontales, la muestra consiste de las tres muestras, pero en las proporciones indicadas, esta muestra se usa para muestrear productos del petróleo.
- **Muestra Compuesta de Tanques Múltiples** (Buque tanques, Carros Tanques, etc.).- Es una mezcla de muestras individuales de todos los niveles de los distintos comportamientos, cada uno de los cuales

contiene el mismo derivado del petróleo. La mezcla se hace en proporción al volumen de material en cada comportamiento.

- **Muestra Continua.-** Es la que se obtiene de una tubería de tal manera, que da un promedio representativo de la corriente que fluye.

3.2.3 DISPOSITIVOS PARA MUESTREAR

- a) **Frascos.** Deben usarse botellas de un litro de capacidad, de cuello angosto y con una abertura de 3/4 pulg.
- b) **Ladrón.-** “El ladrón debe diseñarse para obtener muestras a un máximo de 1.27 mm., (1/2 pulg.) Del fondo del recipiente muestreado.”

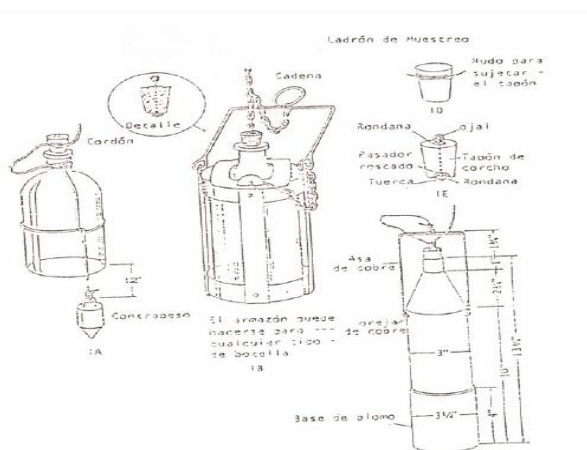


Figura 20: Figuras de dispositivos (ladrón) para muestrear

3.3 DESPACHO DE JET A-1

Para el despacho de Jet una vez ya filtrado, se utilizan los tanques 1018 y 1019. En la isla de carga existe un computador de flujo que mide la cantidad de producto que se va a despachar a los auto tanques para su comercialización en aeropuertos diferentes.

Para el despacho del combustible se opera de la siguiente forma:

- a) Con el certificado de laboratorio garantizamos la calidad del jet y que esté listo para despachar.
- b) Alinear los tanques 1018 y 1019 con sus respectivas válvulas y bombas, para despacho mediante auto tanque.



Figura 21: Auto tanques de transporte de Jet A-1

3.3.1 RECIRCULACIÓN DE JET A-1

Si el laboratorio indica que el combustible No cumple con las especificaciones requeridas para su comercialización, este es enviado nuevamente a los tanques 1017, 1018 o 1019, mediante los siguientes procedimientos:

- a) Del tanque 1018 o 1019 se trasvasija al 1016 ó 1017 (inicio del proceso).

3.3.2 PROCESO DE DESPACHO DE JET A-1 MEDIANTE AUTO TANQUE DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BEATERIO

Para el proceso de ingresos de tanqueros y despacho de combustible Jet se sigue el siguiente procedimiento:

1. Facturación
 - a. Cancelación en el Banco
 - b. Ingreso de Tanquero
 - c. Retiro de papeleta en MOPRO
 - i. Temperatura
 - ii. API
 - iii. Transformación a 60 °F

2. Carga
 - a. Conexión del tanquero a la isla de carga
 - b. Carga de tanquero
 - c. Liquidación
 - d. Sellos

Nota: los tanqueros que ingresan al terminal para carga de Jet A-1 firman un contrato de exclusividad con la Gerencia de Comercialización, y se certifican la ARCH (la ARCH envía al terminal de productos limpios Beaterio certificación de cada Auto tanque) para solo cargar Jet A-1, ya que caso contrario este se contamina y por lo tanto contamina al producto al momento de su carga.

Una vez contratado el auto tanque ingresa al sistema de movimiento de producto diariamente, con una guía de transferencia.

Con datos de gerencia de comercialización se llena un formulario de **“Transferencia Terrestre”**. Con este procedimiento el auto tanque se encuentra listo para cargar combustible, y lo hace mediante turnos previamente programados. Luego de haber cargado el auto tanque se saca una muestra de Jet A-1 y se envía al laboratorio el que después del respectivo análisis emite un certificado de calidad por auto tanque

Con estas dos boletas el aeropuerto asignado procede a la recepción del Jet A-1, para lo cual supervisores de la gerencia de Comercialización se encargan de que este proceso sea el correcto.

Cuando el combustible se encuentra en el aeropuerto es almacenado y las diferentes aerolíneas ya pueden realizar pedidos a la Gerencia de Comercialización de la EP Petroecuador, para luego proceder a cargar las aeronaves.

3.4 ESQUEMAS DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA PLANTA DE JET A-1 DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BEATERIO

La planta de Jet A-1 del terminal Beaterio posee un sistema automatizado para la operación y el control de procesos de esta, los cuales son controlados mediante computador por los operadores, a continuación se muestran los esquemas de operación de la planta:

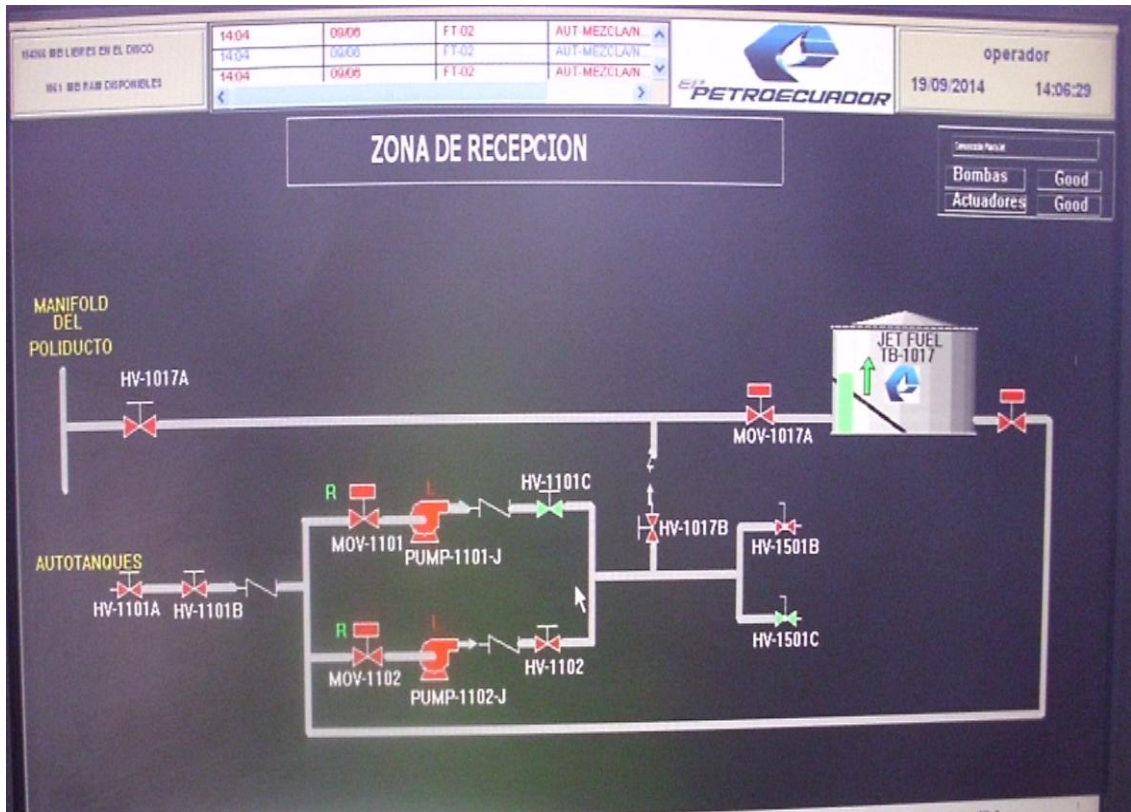


Figura 22: Esquema del proceso de recepción de Jet



Figura 23: Esquema de la zona de tratamiento de Jet del Terminal Beaterio

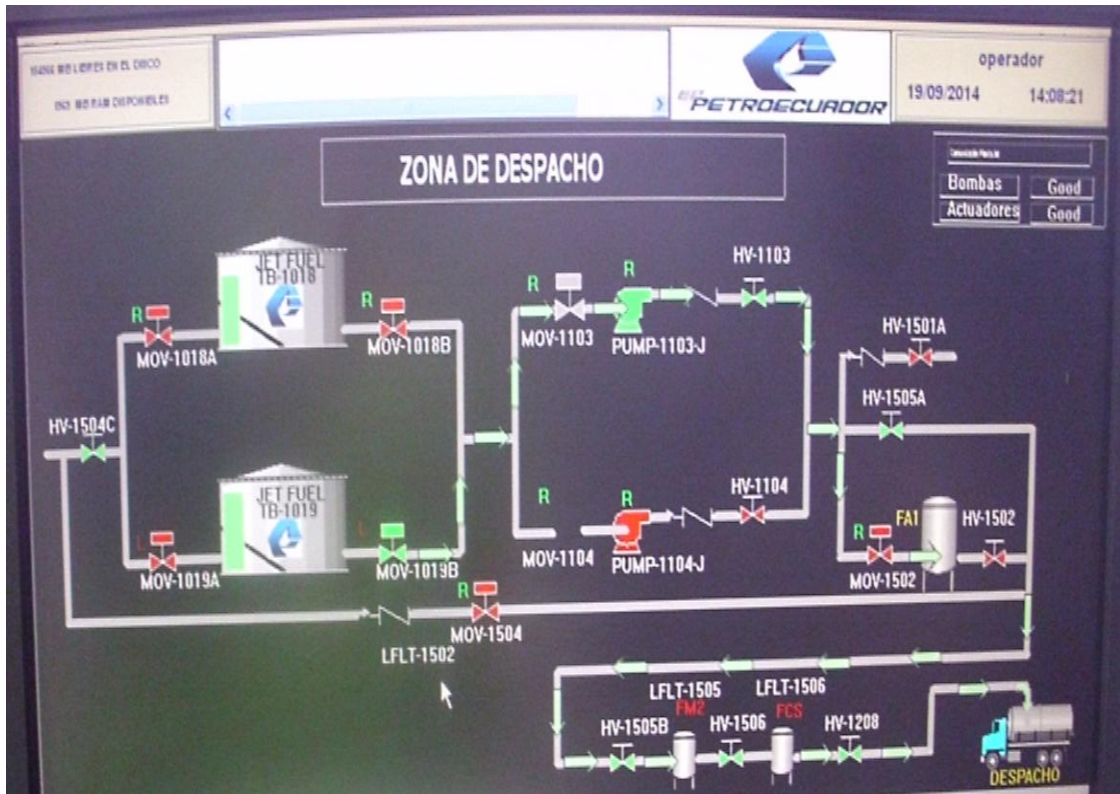


Figura 24: Esquema de proceso de despacho de Jet del Terminal Beaterio



Figura 25: Gráfico de cierre/apertura de las válvulas para despacho de Jet en el Terminal Beaterio

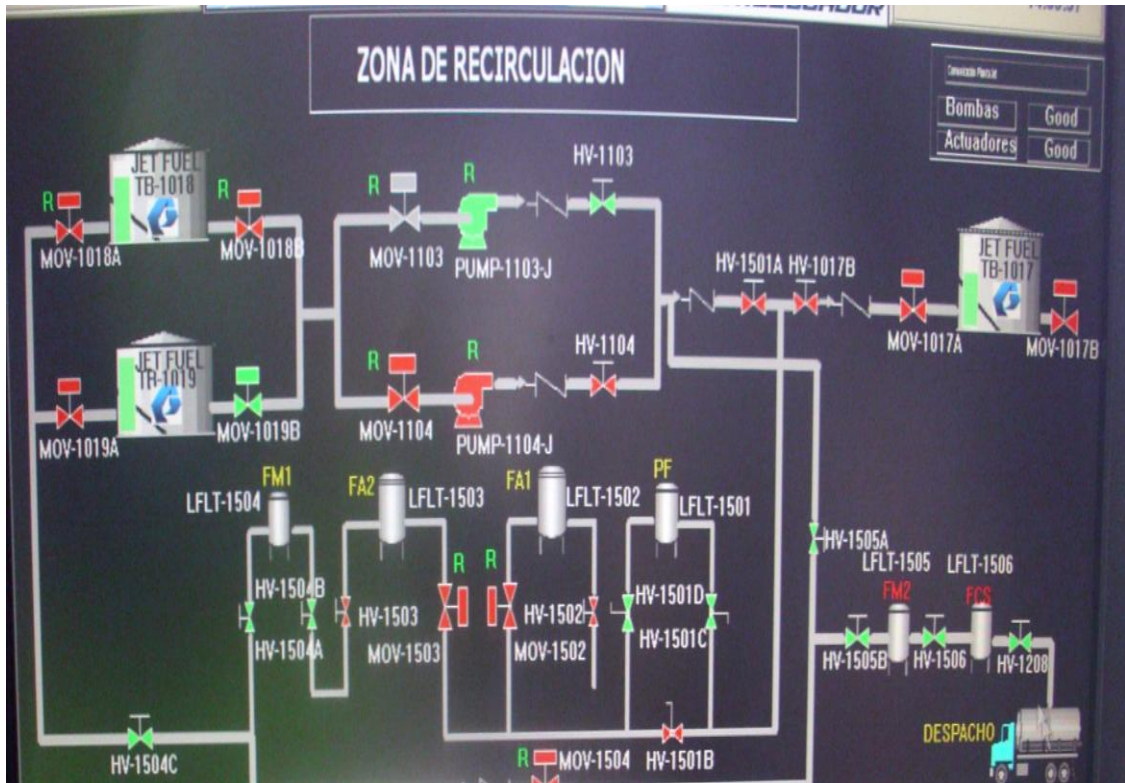


Figura 26: Esquema de recirculación de Jet del Terminal Beaterio



Figura 27: Esquema total de procesos de la planta de Jet del Terminal Beaterio

3.5 VARIACIÓN DE VOLUMEN DEL JET FUEL

Durante el proceso de despacho del Jet A-1 en el Terminal de Productos limpios del Beaterio, se realiza una medición exhaustiva del volumen despacho y de las características con que es enviado mediante auto tanque.

Para esto se debe cumplir con especificaciones que van escritas en una boleta de despacho, las cuales vienen determinadas por el laboratorio del Terminal Beaterio cumpliendo la norma técnica NTE INEN 2070.

Conceptualmente el mismo volumen despachado debe ser recibido en los aeropuertos sin variaciones de volumen alguno. Pero debido a diversos factores () este volumen sufre una variación al momento de la recepción en el aeropuerto de Latacunga.

Las causas más comunes de los errores son:

3.5.1 MEDICIÓN DE API Y TEMPERATURA

Según la norma NTE INEN 2070 (Productos Derivados Del Petróleo. Jet A-1 Requisitos), la medición del API debe hacerse mediante la Norma ASTM 1298 (Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method) y advierte que la gravedad API se debe realizar mediante un hidrómetro con su respectiva certificación de calibración además que la medición de la temperatura también se la realiza mediante un termómetro debidamente certificado y calibrado.

Durante las pruebas de campo del terminal Beaterio la medición se la realiza mediante un termo hidrómetro, lo cual produce error en la medición de la gravedad API, debido a que no se está cumpliendo con la norma NTE INEN 2070.

Los hidrómetros requieren un termómetro adicional para tomar la lectura, los termo hidrómetros lo tienen incorporado pero este no tiene certificación de calibración.



Figura 28: Procedimiento para tomar temperatura y API de muestra en el Terminal Beaterio.

3.5.1.1 Efecto de la Temperatura ambiental

Si un volumen de hidrocarburo está sujeto a cambios de temperatura, su densidad disminuirá al elevarse su temperatura o aumentará al bajar su temperatura. Este cambio en la densidad es proporcional al coeficiente térmico de expansión del líquido y a la temperatura.

Tanto la temperatura ambiental como la del producto deben ser consideradas al calcular una corrección adecuada para el efecto de la temperatura durante el transporte.

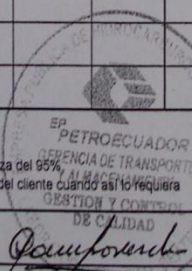
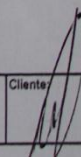
La temperatura ambiente que rodea a un tanque de almacenamiento es siempre una cantidad arbitraria y generalmente muy discrepante; específicamente, sobre dónde es el mejor lugar para medirla. Por ésta sola razón, la incertidumbre de esta medición puede estar en el rango de más/menos cinco grados Fahrenheit (2.5 grados Celsius)

Dependiendo del estado del tiempo, al momento de ser transportado el Jet A-1 desde el Beaterio hasta el aeropuerto de Latacunga y debido al cambio drástico de temperatura ambiental que sufre el combustible, este sufre una variación positiva o negativa en cuanto al volumen; pero el mismo al ser transformado a 60 °F, se mantiene con el volumen medido inicialmente.

Estos factores deben ser considerador y corregidos, al momento en que se presenten, caso contrario daría malas interpretaciones en cuanto al volumen despachado y/o recibido.

3.5.1.2 Perdidas por evaporación

Durante el almacenamiento, transporte y transvase de producto desde el terminal hasta los aeropuertos existe una perdida que no se ha cuantificado pero existe debido a la presión de vapor. Según la norma NTE INEN 2070 que hace referencia de la norma NTE INEN 926, es de hasta **1,5 %V**.

PETROEQUADOR		INFORME DE ENSAYO API DE LOS COMBUSTIBLES ALMACENADOS EN TANQUES QUE HAN RECIBIDO PRODUCTO NUEVO								Código: PT.11-FO-01 Versión: 04 Página 1 de 1		
LABORATORIO DE CONTROL DE CALIDAD EL BEATERIO DIRECCIÓN: Av. El Beaterio y Av. Pedro Vicente Maldonado Telf. 3940300 Ext. 20730						Fecha de emisión: viernes, 03 de octubre de 2014						
MÉTODO DE ENSAYO: INTERNO: V05.02.04.PE.04 REFERENCIA: ASTM D 6822			Datos del Cliente: JEFE TERMINAL BEATERIO (MOPRO) Dirección: Av. El Beaterio y Av. Pedro Vicente Maldonado Telf. 3940300 Ext. 20700			PROCEDIMIENTO INTERNO TOMA DE MUESTRAS V05.02.04.PT.08			CÓDIGO DEL INFORME: 280-API-2014			
CÓDIGO DE MUESTRA	PRODUCTO	DATOS DE LA MUESTRA				FECHA DE EJECUCIÓN DEL ENSAYO	RESULTADOS			U k = 2 ^(a)	OBSERVACIONES ESPECÍFICAS	
		RESPONSABLE DE LA TOMA DE MUESTRA	LUGAR DE TOMA DE MUESTRA	FECHA DE RECEPCIÓN	FECHA DE TOMA DE MUESTRA		API OBS. (°API)	TEMP. OBS. (°F)	API CORREGIDO a 60°F (°API)			
1649-2014	G. EXTRA	GA	TB-1003	N.A	2014-10-03	2014-10-03	61,3	62	61,0	6,94%	-	
1650-2014	G. SÚPER	PJ	TB-1012	N.A	2014-10-03	2014-10-03	60,4	64	59,9	6,94%	-	
1651-2014	JET A1	EC	TB-1018	N.A	2014-10-03	2014-10-03	44,5	62	44,3	6,94%	CUMPLE NTE INEN 2070	
Los resultados reportados corresponden a los ítems ensayados (a) La incertidumbre reportada, se expresa con un nivel de confianza del 95%. La información completa relativa a los ensayos está a disposición del cliente cuando así lo requiera.												
M. CALDERÓN / E. CAMPOVERDE DIRECTOR TÉCNICO						 EP PETROEQUADOR AGENCIA DE TRANSPORTE ALMACENAMIENTO DE CALIDAD GESTIÓN Y CONTROL			Cliente: 		HORA DE ENTREGA: 06H40	
Prohibida la reproducción parcial o total del informe sin autorización del Director Técnico del Laboratorio												



API observado mediante termo hidrómetro



Temperatura observada °F mediante termo hidrómetro



API corregido a 60 °F

Figura 29: Certificado de calidad emitido por el laboratorio del Terminal Beaterio

3.4.1.1 Corrección de la gravedad API observada a la gravedad API a 60 ° F

Gravedad API o densidad relativa es el medio usado por la industria petrolera para expresar la densidad de los líquidos del petróleo. La gravedad API es medida por un instrumento llamado hidrómetro. Pero esta debe ser

corregida a 60 °F para determinar su valor real, por lo tanto la gravedad API a 60° F es:

$$G_{API60^{\circ}F} = \frac{141.5}{\text{Densidad Relativa } 60^{\circ}F / 60^{\circ}F} - 131.5$$

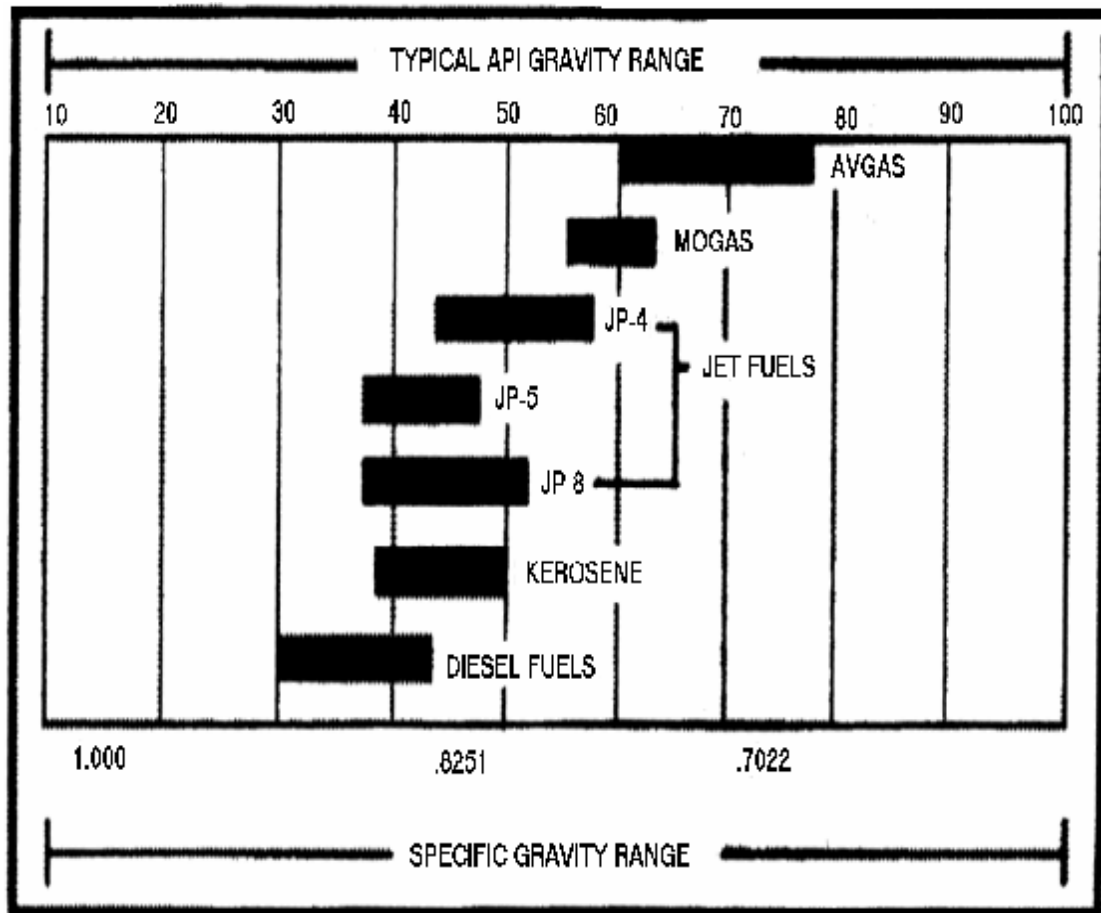


Figura 30. Rangos típicos de gravedades API corregidas a 60 ° F

La Tabla siguiente muestra los valores de la gravedad API a 60 ° F correspondientes a una lectura del densímetro API a cierta temperatura; para luego convertirla a 60 ° F, y los incrementos usados en esta tabla para determinar la gravedad API son 0,5° F y 0,5° API.

Tabla 9: Rangos de temperatura

° API	° F
0 a 40	40 a 50
0 a 300	0 a 250
50 a 85	0 a 200

(Gomez, 2005)

CORRECTION OF OBSERVED API GRAVITY TO STANDARD TEMPERATURE												
TEMP F	API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE										TEMP F	
	45.0	45.5	46.0	46.5	47.0	47.5	48.0	48.5	49.0	49.5		50.0
CORRESPONDING API GRAVITY AT 60 F												
75.0	43.6	44.1	44.6	45.1	45.6	46.1	46.6	47.1	47.5	48.0	48.5	75.0
75.5	43.6	44.1	44.6	45.1	45.6	46.0	46.5	47.0	47.5	48.0	48.5	75.5
76.0	43.6	44.0	44.5	45.0	45.5	46.0	46.5	47.0	47.5	47.9	48.4	76.0
76.5	43.5	44.0	44.5	45.0	45.5	45.9	46.4	46.9	47.4	47.9	48.4	76.5
77.0	43.5	44.0	44.4	44.9	45.4	45.9	46.4	46.9	47.4	47.8	48.3	77.0
77.5	43.4	43.9	44.4	44.9	45.4	45.9	46.3	46.8	47.3	47.8	48.3	77.5
78.0	43.4	43.9	44.3	44.8	45.3	45.8	46.3	46.8	47.3	47.7	48.2	78.0
78.5	43.3	43.8	44.3	44.8	45.3	45.8	46.2	46.7	47.2	47.7	48.2	78.5
79.0	43.3	43.8	44.3	44.7	45.2	45.7	46.2	46.7	47.2	47.7	48.1	79.0
79.5	43.2	43.7	44.2	44.7	45.2	45.7	46.2	46.6	47.1	47.6	48.1	79.5
80.0	43.2	43.7	44.2	44.7	45.1	45.6	46.1	46.6	47.1	47.6	48.0	80.0
80.5	43.2	43.6	44.1	44.6	45.1	45.6	46.1	46.5	47.0	47.5	48.0	80.5
81.0	43.1	43.6	44.1	44.6	45.0	45.5	46.0	46.5	47.0	47.5	47.9	81.0
81.5	43.1	43.6	44.0	44.5	45.0	45.5	46.0	46.5	46.9	47.4	47.9	81.5
82.0	43.0	43.5	44.0	44.5	45.0	45.4	45.9	46.4	46.9	47.4	47.9	82.0
82.5	43.0	43.5	43.9	44.4	44.9	45.4	45.9	46.4	46.8	47.3	47.8	82.5
83.0	42.9	43.4	43.9	44.4	44.9	45.3	45.8	46.3	46.8	47.3	47.8	83.0
83.5	42.9	43.4	43.9	44.3	44.8	45.3	45.8	46.3	46.7	47.2	47.7	83.5
84.0	42.8	43.3	43.8	44.3	44.8	45.3	45.7	46.2	46.7	47.2	47.7	84.0
84.5	42.8	43.3	43.8	44.2	44.7	45.2	45.7	46.2	46.7	47.1	47.6	84.5
85.0	42.8	43.2	43.7	44.2	44.7	45.2	45.6	46.1	46.6	47.1	47.6	85.0
85.5	42.7	43.2	43.7	44.2	44.6	45.1	45.6	46.1	46.6	47.0	47.5	85.5
86.0	42.7	43.2	43.6	44.1	44.6	45.1	45.6	46.0	46.5	47.0	47.5	86.0
86.5	42.6	43.1	43.6	44.1	44.5	45.0	45.5	46.0	46.5	46.9	47.4	86.5
87.0	42.6	43.1	43.5	44.0	44.5	45.0	45.5	45.9	46.4	46.9	47.4	87.0
87.5	42.5	43.0	43.5	44.0	44.5	44.9	45.4	45.9	46.4	46.8	47.3	87.5
88.0	42.5	43.0	43.5	43.9	44.4	44.9	45.4	45.8	46.3	46.8	47.3	88.0
88.5	42.5	42.9	43.4	43.9	44.4	44.8	45.3	45.8	46.3	46.8	47.2	88.5
89.0	42.4	42.9	43.4	43.8	44.3	44.8	45.3	45.8	46.2	46.7	47.2	89.0
89.5	42.4	42.8	43.3	43.8	44.3	44.8	45.2	45.7	46.2	46.7	47.1	89.5
90.0	42.3	42.8	43.3	43.8	44.2	44.7	45.2	45.7	46.1	46.6	47.1	90.0

API GRAVITY = 45.0 TO 50.0

Figura 31: Tabla ejemplo para corrección a 60 °F.

Ejemplo de transformación a 60 ° F:

Datos del hidrómetro y termómetro

Temperatura: 78,5 ° F

Gravedad API: 45,5

Con los datos obtenidos de termo hidrómetro ingresamos a las tablas y localizamos los valores.

**CORRECTION OF OBSERVED API GRAVITY
TO STANDARD TEMPERATURE**

Temperatura corregida 43,8
API

TEMP F	API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE											TEMP F
	45.0	45.5	46.0	46.5	47.0	47.5	48.0	48.5	49.0	49.5	50.0	
CORRESPONDING API GRAVITY AT 60 F												
75.0	43.6	44.1	44.6	45.1	45.6	46.1	46.6	47.1	47.5	48.0	48.5	75.0
75.5	43.6	44.1	44.6	45.1	45.6	46.0	46.5	47.0	47.5	48.0	48.5	75.5
76.0	43.6	44.0	44.5	45.0	45.5	46.0	46.5	47.0	47.5	47.9	48.4	76.0
76.5	43.5	44.0	44.5	45.0	45.5	45.9	46.4	46.9	47.4	47.9	48.4	76.5
77.0	43.5	44.0	44.4	44.9	45.4	45.9	46.4	46.9	47.4	47.8	48.3	77.0
77.5	43.4	43.9	44.4	44.9	45.4	45.9	46.3	46.8	47.3	47.8	48.3	77.5
78.0	43.4	43.9	44.3	44.8	45.3	45.8	46.3	46.8	47.3	47.7	48.2	78.0
78.5	43.3	43.8	44.3	44.8	45.3	45.8	46.2	46.7	47.2	47.7	48.2	78.5
79.0	43.3	43.8	44.3	44.7	45.2	45.7	46.2	46.7	47.2	47.7	48.1	79.0
79.5	43.2	43.7	44.2	44.7	45.2	45.7	46.2	46.6	47.1	47.6	48.1	79.5
80.0	43.2	43.7	44.2	44.7	45.1	45.6	46.1	46.6	47.1	47.6	48.0	80.0
80.5	43.2	43.6	44.1	44.6	45.1	45.6	46.1	46.5	47.0	47.5	48.0	80.5
81.0	43.1	43.6	44.1	44.6	45.0	45.5	46.0	46.5	47.0	47.5	47.9	81.0
81.5	43.1	43.6	44.0	44.5	45.0	45.5	46.0	46.5	46.9	47.4	47.9	81.5
82.0	43.0	43.5	44.0	44.5	45.0	45.4	45.9	46.4	46.9	47.4	47.9	82.0
82.5	43.0	43.5	43.9	44.4	44.9	45.4	45.9	46.4	46.8	47.3	47.8	82.5
83.0	42.9	43.4	43.9	44.4	44.9	45.3	45.8	46.3	46.8	47.3	47.8	83.0
83.5	42.9	43.4	43.9	44.3	44.8	45.3	45.8	46.3	46.7	47.2	47.7	83.5
84.0	42.8	43.3	43.8	44.3	44.8	45.3	45.7	46.2	46.7	47.2	47.7	84.0
84.5	42.8	43.3	43.8	44.2	44.7	45.2	45.7	46.2	46.7	47.1	47.6	84.5
85.0	42.8	43.2	43.7	44.2	44.7	45.2	45.6	46.1	46.6	47.1	47.6	85.0
85.5	42.7	43.2	43.7	44.2	44.6	45.1	45.6	46.1	46.6	47.0	47.5	85.5
86.0	42.7	43.2	43.6	44.1	44.6	45.1	45.6	46.0	46.5	47.0	47.5	86.0
86.5	42.6	43.1	43.6	44.1	44.5	45.0	45.5	46.0	46.5	46.9	47.4	86.5
87.0	42.6	43.1	43.5	44.0	44.5	45.0	45.5	45.9	46.4	46.9	47.4	87.0
87.5	42.5	43.0	43.5	44.0	44.5	44.9	45.4	45.9	46.4	46.8	47.3	87.5
88.0	42.5	43.0	43.5	43.9	44.4	44.9	45.4	45.8	46.3	46.8	47.3	88.0
88.5	42.5	42.9	43.4	43.9	44.4	44.8	45.3	45.8	46.3	46.8	47.2	88.5
89.0	42.4	42.9	43.4	43.8	44.3	44.8	45.3	45.8	46.2	46.7	47.2	89.0
89.5	42.4	42.8	43.3	43.8	44.3	44.8	45.2	45.7	46.2	46.7	47.1	89.5
90.0	42.3	42.8	43.3	43.8	44.2	44.7	45.2	45.7	46.1	46.6	47.1	90.0

API GRAVITY = 45.0 TO 50.0

Figura 32: Procedimiento para corregir el API a 60 ° F, mediante tabla.

4 CAPÍTULO IV

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Durante la recepción del Jet A-1 el personal de operaciones de la planta de Jet Fuel del terminal Beaterio, verifica las características con que llega el producto desde las refinerías mencionadas, por lo que se puede decir que el cumplimiento de la normatividad exigida (ATA 103) empieza desde el proceso de recepción, una vez analizado las características del combustible este pasa a los tanques para decantación que es lo que el manual de operaciones de la planta lo exige, para precautelar la vida útil del tren filtrante.

Una vez filtrado el combustible se aplica el laboratorio la norma NTE INEN 2070, para determinar la calidad y la pureza del Jet A-1, por lo que la normatividad exigida si se cumple, y se asegura la estabilidad del combustible en la aeronave.

Cuando se realizan pruebas de campo se utiliza un termo densímetro lo cual no esta recomendado por la norma ASTM 1298, ya que puede generar fallas al momento de la transformación a 600 F y por lo tanto del volumen.

Tabla 10: Análisis de cumplimiento de normatividad

Normativa	Cumplimiento
ATA 103	Si
NTE INEN 2070	Si
Pruebas de campo y de laboratorio	Si (se debería usar un hidrómetro y termómetro por separado con respectiva calibración)

4.2 CONCLUSIONES

- Existen tres tipos de combustibles de aviación, los cuales son Jet A, Jet A-1 y Jet B, pero para fines de nuestro estudio se utilizó el combustible tipo Jet A-1.
- EL Jet A-1 es un destilado de petróleo, mezcla de fracciones de kerosén producto de la destilación primaria del petróleo, que debe cumplir con las especificaciones dadas en la norma NTE INEN 2070 (Productos Derivados Del Petróleo. Jet A-1 Requisitos).
- Los contaminantes son generalmente agua, óxido, arena, polvo, microbios y ciertos aditivos que no son compatibles con el combustible o con los sistemas de las aeronaves, o que han sido agregados en cantidades desproporcionadas.
- De existir trazas de agua en el combustible, la altura hace que el combustible desprenda el agua disuelta, esta agua se transforma en hielo cuando la temperatura desciende a 0 °C esta reacción puede dar lugar a que se taponen los filtros del sistema alimentación. Por ello el proceso de filtrado es una de los principales en el terminal de productos limpios del Beaterio.
- Cuando los hidrocarburos se combinan con el oxígeno del aire se forman compuestos llamados GOMAS. Para prevenir el desarrollo de estos compuestos en las turbinas se les agrega aditivos inhibidores.
- La planta de Jet A-1 del terminal de productos limpios del Beaterio tienen sistemas que garantiza el tratamiento y cumplimiento de la

norma NTE INEN 2070 (Productos Derivados Del Petróleo. Jet A-1 Requisitos).

- El volumen receiptado actualmente es de aproximadamente 2200 bls por hora desde Esmeraldas y 500 bls por hora desde Shushufindi, y un volumen total de 23000 a 24000 bls por partida, este volumen abastece el mercado y además garantiza el abastecimiento para seis u ocho días.
- La clave para un buen tratamiento con el filtro de arcilla es mantener al Jet, en contacto con este material por el mayor tiempo posible
- En el despacho de Jet una vez ya filtrado, se utilizan los tanques 1018 y 1019. En la isla de carga existe un computador de flujo que mide la cantidad de producto que se va a despachar a los auto tanques para su comercialización.
- El Jet A-1 sufre una variación positiva o negativa en cuanto al volumen, durante el proceso de despacho-recepción, pero el mismo al ser transformado a 60 °F, se mantiene con el volumen medido inicialmente.

4.3 RECOMENDACIONES

- Los tanque en que vaya almacenarse el producto, deben estar totalmente limpios y secos.
- Durante la recepción el arrastre de óxido en los primeros baches recibidos de Jet es inevitable, es necesario tener el cuidado de dejar sedimentar a fin de no saturar los filtros micrométricos y los de arcilla, con lo cual estamos precautelando el TIEMPO DE VIDA UTIL del sistema de filtración.
- Quienes reciban en las estaciones cabeceras deben estar COMPLETAMENTE seguros, de que el bache a recibir cumple en el tanque de entrega, con todas las exigencias de calidad
- Es necesario que las válvulas y los accesorios de los tanques de almacenamiento sean inspeccionados con frecuencia y reciban un correcto mantenimiento y uso.
- El fluido recibido desde las refinerías contiene gran cantidad de impurezas por lo que afecta directamente al tren filtrante, se recomienda reducir el uso de surfactantes y proporcionar periódicamente mantenimiento del poliducto.
- El procedimiento de medición de volumen y características del combustible, debe ser realizado también en los diferentes aeropuertos, aunque pertenezcan a la misma empresa, y asegurarse con la papeleta de despacho.

4.4 GLOSARIO DE TÉRMINOS

AFORO: Medida tomada en un tanque antes de una recepción o entrega de producto.

ANTIOXIDANTE: Un antioxidante es una molécula capaz de retardar o prevenir la oxidación de otras moléculas. La oxidación es una reacción química de transferencia de electrones de una sustancia a un agente oxidante.

BACHE: Lote o cantidad de un producto correspondiente a una secuencia o ciclo de productos que se está enviando por un conducto.

BOCA DE AFORO: Abertura sobre el techo del tanque, a través de la cual se toman las medidas y las muestras para un aforo.

BOLETA DE AFORO: Es el formulario que oficialmente se usa para anotar las medidas de aforo de un tanque.

BOMBEO: Es el movimiento del producto impulsado por un equipo de bombas a través de una tubería.

CALIBRACIÓN DE UN TANQUE: Medición de los volúmenes, en función de las dimensiones.

CICLO: Envío completo y secuencial de productos a través de poliducto.

COMPUESTO ORGÁNICO: Es una sustancia química que contiene carbono, formando enlaces carbono-carbono y carbono-hidrógeno. La principal característica de estas sustancias es que arden y pueden ser quemadas

DESTILADO: Es un producto de la operación de separar, mediante vaporización y condensación en los diferentes componentes líquidos.

EMULSIÓN: Una emulsión es una mezcla de líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea. Un líquido (la fase dispersa) es dispersado en otro (la fase continua o fase dispersante).

ESTACIÓN DE BOMBEO: Es una instalación donde se encuentran ubicadas los equipos de bombeo que sirve para impulsar el líquido combustible a través del poliducto hacia su destino final o estación de bombeo.

ESTACIÓN REDUCTORA: Es una instalación ubicada en las zonas en donde el producto posee una mayor energía potencial, su función es la de reducir la presión del producto por medio de válvulas reductoras.

FILTRACIÓN: Se denomina filtración al proceso unitario de separación de sólidos en suspensión en un líquido mediante un medio poroso, que retiene los sólidos y permite el pasaje del líquido.

GRAVEDAD API: Es una medida de la gravedad, usada en la industria del petróleo para representar la gravedad específica. La gravedad API tiene una relación inversa a la gravedad específica.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: Es la relación entre el peso de un volumen dado de material (Crudo o derivado) a la temperatura de 60°F y el peso de un volumen igual de agua destilada a la misma temperatura.

INHIBIDOR: Compuesto que tiene por efecto frenar o impedir algunas reacciones químicas, como la oxidación, la corrosión, la polimerización, etc.

INTERFASE: Es el volumen formado por dos baches de productos en el interior de la tubería.

ISLA DE CARGA: Instalaciones de servicio para el despacho de los productos a los auto-tanques.

KEROSEN: es un líquido transparente (o con ligera coloración amarillenta) obtenido por destilación del petróleo. De densidad intermedia entre la gasolina y el gasóleo o diésel, se utiliza como combustible.

MANIFOLD: Grupo de conexiones de tubería y válvula, las cuales proveen distribución y control del producto que fluye hasta las estaciones o tanques de almacenamiento.

POLIDUCTO: Es un sistema de transporte de derivados de petróleo líquidos que son impulsados por equipos de bombeo a través de tuberías, incluye válvulas y otros necesarios conectados a la tubería, sistema y equipos auxiliares y complementarios de las unidades de bombeo, estaciones de medición, recepción, entrega, tanques de alivio, etc.

PRESIÓN DE VAPOR: Es la presión ejercida por el vapor de un líquido dentro de un recipiente.

PUNTO DE INFLAMACIÓN: Es la temperatura a la cual se inflaman los gases de unos combustibles al ser sometidos al calentamiento.

TABLAS DE CALIBRACIÓN: Tablas que señalan el volumen existente del producto almacenado en un tanque, en relación con cierta medida de aforo.

TURBINA: Éstas son máquinas de fluido, a través de las cuales pasa un fluido en forma continua y éste le entrega su energía a través de un rodete con paletas o álabes.

VÁLVULA: Dispositivo que corta y regula el flujo de un fluido en las tuberías y /o en los tanques de almacenamiento.

VISCOSIDAD: Es la resistencia al flujo que opone un líquido en el interior de un conducto. La viscosidad experimentalmente se mide en unidades de tiempo y se define como el tiempo que se demora el líquido en fluir a través de un orificio estandarizado.

VOLUMEN DE AGUA: Conversión de volumen del nivel de agua obtenido mediante la medición con la cinta, y según las tablas de calibración de los tanques respectivos.

VOLUMEN NETO: Diferencia entre el volumen total y el volumen de agua existente en un tanque de almacenamiento de producto.

4.5 BIBLIOGRAFÍA

CALLE, L. (2004). Química y Características del Petróleo y Productos Básicos. Quito – Ecuador.

Cepeda, A. (2000). Seminario Taller sobre el manejo de Jet A1. Quito - Ecuador. PETROCAPACITACIÓN.

MANUAL DE CONTROL DE CALIDAD DE ECOPETROL

MANUAL DE OPERACIONES TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS EL BEATERIO (2008).

Creus, A. (2001). Instrumentación Industrial. 6ta Edición; Alfa-Omega México DF.

López, E, (2003). “Manual de operaciones de la estación reductora Beaterio“, Quito-Ecuador.

Ecopetrol. MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES. Capítulo 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA

Grijalva, D. (2009). “IMPLEMENTACIÓN DEL FILTRADO CICLÓNICO EN EL PROCESO DEL TRATAMIENTO DE JET FUEL EN LA PLANTA DEL TERMINAL EL BEATERIO DE LA EMPRESA PETROCOMERCIAL” (Tesis de Tecnología). UTE. Quito-Ecuador

ASTM. (2008). Implementation of Standard ASTM D1250. Recuperado de <http://www.astm.org/Standards/D1250.htm>

ATA Specification 103. (2006). Standard for Jet Fuel Quality Control at Airports. Recuperado de <http://www.equimec-rgse.com.br/images/stories/ata-103.pdf>.

INEN. (2006). PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO. JET A-1. REQUISITOS. Recuperado de: <https://law.resource.org/pub/ec/ibr/ec.nte.2070.1996.pdf>

4.6 ANEXOS

NORMA NTE INEN



Designation: D 1298 – 99 (Reapproved 2005)

An American National Standard



Designation: Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS), Chapter 9.1

Designation: 150/99

Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method¹

This standard is issued under the label designation D 1298; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates its editorial change since the last revision or reapproval.

This standard has been approved for use by agencies of the Department of Defense.

1. Scope

1.1 This test method covers the laboratory determination using a glass hydrometer, of the density, relative density (specific gravity), or API gravity of crude petroleum, petroleum products, or mixtures of petroleum and nonpetroleum products normally handled as liquids, and having a Reid vapor pressure of 101.325 kPa (14.696 psi) or less.

1.2 Values are measured on a hydrometer at either the reference temperature or at another convenient temperature, and readings corrected to the reference temperature by means of the Petroleum Measurement Tables; values obtained at other than the reference temperature being hydrometer readings and not density measurements.

1.3 Values determined as density, relative density, or API gravity can be converted to equivalent values in the other units at alternate reference temperatures by means of the Petroleum Measurement Tables.

1.4 Annex A1 contains a procedure for verifying or certifying the equipment for this test method.

1.5 This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.

¹ This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee D02 on Petroleum Products and Lubricants (and the API Committee on Petroleum Measurement, and is the direct responsibility of D02.02 (D02M2), the joint ASTM-API Committee on Liquid Petroleum Measurement.

Current edition Approved Nov. 1, 2005. Published December 2005. Originally approved in 1933. Last previous edition approved in 1999 as D 1298 – 99².

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:²

D 97 Test Method for Pour Point of Petroleum Products
D 323 Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method)

D 1298 Guide for Use of the Petroleum Measurement Tables

D 2800 Test Method for Cloud Point of Petroleum Oils

D 3117 Test Method for Wax Appearance Point of Distillate Fuels

D 4057 Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products (API MPMS Chapter 8.1)

D 4177 Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (API MPMS Chapter 8.2)

D 5854 Practice for Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (API MPMS Chapter 8.3)

H 11 Specification for ASTM Liquid-in-Glass Thermometers

H 100 Specification for ASTM Hydrometers

2.2 API Standards:³

MPMS Chapter 8.1 Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ASTM Practice D 4057)

MPMS Chapter 8.2 Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ASTM Practice D 4177)

² For referenced ASTM standards, visit the ASTM Website, www.astm.org, or contact ASTM Customer Service (service@astm.org). For Annual Book of ASTM Standards volume information, refer to the standard's Document Summary page on the ASTM Website.

³ Published by Manual of Petroleum Measurement Standards Committee from the American Petroleum Institute (API), 1200 L St., NW, Washington, DC 20005.

APMS Chapter 8.3 Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (ASTM Practice D 5854)

2.3 *Distillate of Petroleum Standards*⁴

IP 389 Determination of wax appearance temperature (WAT) of middle distillate fuels by differential thermal analysis (DTA) or differential scanning calorimetry (DSC)

IP Standard Methods Book, Appendix A, Specifications – IP Standard Thermometers

2.4 *ISO Standards*⁵

ISO 649-1 Laboratory glassware – Density hydrometers for general purpose – Part 1: Specification

3. Terminology

3.1 *Definitions of Terms Specific to This Standard*

3.1.1 *API gravity, n* —a special function of relative density (specific gravity) $G_{60/60^F}$, represented by:

$$^{\circ}API = 141.5 / (sp\ gr\ G_{60/60^F}) - 131.5 \quad (1)$$

3.1.1.1 *Discussion*—No statement of reference temperature is required, as G_{60^F} is included in the definition.

3.1.2 *cloud point, n* —temperature at which a cloud of wax crystals first appears in a liquid when it is cooled under specific conditions.

3.1.3 *density, n* —the mass of liquid per unit volume at 15°C and 101.325 kPa with the standard unit of measurement being kilograms per cubic metre.

3.1.3.1 *Discussion*—Other reference temperatures, such as 20°C, may be used for some products or in some locations. Less preferred units of measurement (for example, kg/L or g/mL) are still in use.

3.1.4 *observed value, n* —values observed at temperatures other than the specified reference temperature. These values are only hydrometer readings and not density, relative density (specific gravity), or API gravity at that other temperature.

3.1.5 *pour point, n* —lowest temperature at which a test portion of crude petroleum or petroleum product will continue to flow when it is cooled under specified conditions.

3.1.6 *relative density (specific gravity), n* —the ratio of the mass of a given volume of liquid at a specific temperature to the mass of an equal volume of pure water at the same or different temperature. Both reference temperatures shall be explicitly stated.

3.1.6.1 *Discussion*—Common reference temperatures include $G_{60/60^F}$, 20/20°C, 20/4°C. The historic deprecated term specific gravity may still be found.

3.1.7 *wax appearance temperature (WAT), n* —temperature at which waxy solids form when a crude petroleum or petroleum product is cooled under specified conditions.

4. Summary of Test Method

4.1 The sample is brought to a specified temperature and a test portion is transferred to a hydrometer cylinder that has been brought to approximately the same temperature. The

appropriate hydrometer, also at a similar temperature, is lowered into the test portion and allowed to settle. After temperature equilibrium has been reached, the hydrometer scale is read, and the temperature of the test portion is taken. The observed hydrometer reading is reduced to the reference temperature by means of the Petroleum Measurement Tables. If necessary, the hydrometer cylinder and its contents are placed in a constant temperature bath to avoid excessive temperature variation during the test.

5. Significance and Use

5.1 Accurate determination of the density, relative density (specific gravity), or API gravity of petroleum and its products is necessary for the conversion of measured volumes to volumes or masses, or both, at the standard reference temperatures during custody transfer.

5.2 This test method is most suitable for determining the density, relative density (specific gravity), or API gravity of low viscosity transparent liquids. This test method can also be used for viscous liquids by allowing sufficient time for the hydrometer to reach equilibrium, and for opaque liquids by employing a reliable meniscus correction.

5.3 When used in connection with bulk oil measurements, volume correction errors are minimized by observing the hydrometer reading at a temperature close to that of the bulk oil temperature.

5.4 Density, relative density (specific gravity), or API gravity is a factor governing the quality and pricing of crude petroleum. However, this property of petroleum is an uncertain indication of its quality unless correlated with other properties.

5.5 Density is an important quality indicator for automotive, aviation and marine fuels, where it affects storage, handling and combustion.

6. Apparatus

6.1 *Hydrometers*, of glass, graduated in units of density, relative density, or API gravity as required, conforming to Specification E 100 or ISO 649-1, and the requirements given in Table 1.

6.1.1 The user should ascertain that the instruments used for this test conform to the requirements set out above with respect to materials, dimensions, and scale errors. In cases where the instrument is provided with a calibration certificate issued by a recognized standardizing body, the instrument is classed as certified and the appropriate corrections listed shall be applied

TABLE 1 Recommended Hydrometers

units	range	error ^a		meniscus
		min	max ^b	
density, kg/m ³ at 15°C	800 - 1100	30	0.2	+0.2
	800 - 1100	30	0.8	+0.7
	800 - 1100	30	1.0	+1.4
relative density (specific gravity), 60/60 ^F	0.800 - 1.100	0.020	0.0002	+0.0002
	0.800 - 1.100	0.020	0.0004	+0.0007
	0.800 - 1.100	0.020	0.001	+0.0016
relative density (specific gravity), 20/20 ^C	0.800 - 1.100	0.020	0.0008	+0.0008
	API	-1 - +121	12	0.1

^a Errors are error made to zero.

⁴ Available from Energy Institute, 61 New Church St, London, W1M 5SA, UK.

⁵ Available from American National Standards Institute (ANSI), 25 W. 42nd St, 4th Floor, New York, NY 10018.

to the observed readings. Instruments that satisfy the requirements of this test method, but are not provided with a recognized calibration certificate, are classed as uncertified.

6.2 Thermometers, having range, graduation intervals and maximum permitted scale error shown in **Table 2** and conforming to Specification **R.1** or **IP Appendix A**.

6.2.1 Alternate measuring devices or systems may be used, provided that the total uncertainty of the calibrated system is no greater than when using liquid-in-glass thermometers.

6.3 Hydrometer Cylinder, clear glass, plastic (see 6.3.1), or metal. The inside diameter of the cylinder shall be at least 25 mm greater than the outside diameter of the hydrometer and the height shall be such that the appropriate hydrometer floats in the test portion with at least 25 mm clearance between the bottom of the hydrometer and the bottom of the cylinder.

6.3.1 Hydrometer cylinders constructed of plastic materials shall be resistant to discoloration or attack by oil samples and shall not affect the material being tested. They shall not become opaque under prolonged exposure to sunlight.

6.4 Constant-Temperature Bath, if required, of dimensions such that it can accommodate the hydrometer cylinder with the test portion fully immersed below the test portion liquid surface, and a temperature control system capable of maintaining the bath temperature within 0.25°C of the test temperature throughout the duration of the test.

6.5 Stirring Rod, optional, of glass or plastic, approximately 400 mm in length.

7. Sampling

7.1 Unless otherwise specified, samples of non-volatile petroleum and petroleum products shall be taken by the procedures described in Practices **D-4057** (API **MPMS Chapter 8.1**) and **D-4177** (API **MPMS Chapter 8.2**).

7.2 Samples of volatile crude petroleum or petroleum products are preferably taken by Practice **D-4177** (API **MPMS Chapter 8.2**), using a variable volume (floating piston) sample receiver to minimize any loss of light components which may affect the accuracy of the density measurement. In the absence of this facility, extreme care shall be taken to minimize these losses, including the transfer of the sample to a chilled container immediately after sampling.

7.3 Sample Mixing—May be necessary to obtain a test portion representative of the bulk sample to be tested, but precautions shall be taken to maintain the integrity of the sample during this operation. Mixing of volatile crude petroleum or petroleum products containing water or sediments, or both, or the heating of waxy volatile crude petroleum or petroleum products may result in the loss of light components. The following sections (7.3.1 to 7.3.4) will give some guidance on sample integrity maintenance.

7.3.1 Volatile Crude Petroleum and Petroleum Products Having an RVP Greater than 50 kPa—Mix the sample in its original closed container in order to minimize the loss of light components.

Note 1—Mixing volatile samples in open containers will lead to loss of light components and consequently affect the value of the density obtained.

7.3.2 Waxy Crude Petroleum—If the petroleum has a pour point above 10°C, or a cloud point or WAT above 15°C, warm the sample to 5°C above the pour point, or 3°C above the cloud point or WAT, prior to mixing. Whenever possible, mix the sample in its original closed container in order to minimize the loss of light components.

7.3.3 Waxy Distillate—Warm the sample to 3°C above its cloud point or WAT prior to mixing.

7.3.4 Residual Fuel Oils—Heat the sample to the test temperature prior to mixing (see **8.1.1** and **Note 4**).

7.4 Additional information on the mixing and handling of liquid samples will be found in Practice **D-5854** (API **MPMS Chapter 8.3**).

8. Procedure

8.1 Temperature of Test

8.1.1 Bring the sample to the test temperature which shall be such that the sample is sufficiently fluid but not so high as to cause the loss of light components, nor so low as to result in the appearance of wax in the test portion.

Note 2—The density, relative density or API gravity determined by the hydrometer is most accurate at or near the reference temperature.

Note 3—The volume and density, the relative density and the API corrections in the Petroleum Measurement Tables are based on the average expansions of a number of typical materials. Since the same coefficients were used in compiling each set of tables, corrections made over the same temperature interval minimize errors arising from possible differences between the coefficient of the material under test and the standard coefficients. This effect becomes more important as temperature diverges from the reference temperature.

Note 4—The hydrometer reading is obtained at a temperature appropriate to the physico-chemical characteristics of the material under test. This temperature is preferably close to the reference temperature, or when the value is used in conjunction with bulk oil measurements, within 3°C of the bath temperature (see 5.3).

8.1.2 For crude petroleum, bring the sample close to the reference temperature or, if wax is present, to 3°C above its pour point or 3°C above its cloud point or WAT, whichever is higher.

Note 5—For crude petroleum an indication of the WAT can be found using **IP 386**, with the modification of using 50 µL ± 5 µL of sample. The precision of WAT for crude petroleum using this technique has not been determined.

9. Apparatus Verification or Certification

9.1 Hydrometers and thermometers shall be verified in accordance with the procedures in **Annex A1**.

10. Procedure

10.1 Bring the hydrometer cylinder and thermometer to within approximately 5°C of the test temperature.

10.2 Transfer the sample to the clean, temperature-stabilized hydrometer cylinder without splashing, to avoid the

TABLE 2 Recommended Thermometers

scale	range	graduation interval	scale error
°C	-1 to +30	0.1	± 0.1
°C	-30 to +120	0.2	± 0.15
°F	-6 to +270	0.5	± 0.20

formation of air bubbles, and minimize evaporation of the lower boiling constituents of more volatile samples. (Warning—Extremely flammable. Vapors may cause flash fire!)

10.3 Transfer highly volatile samples by siphoning or water displacement. (Warning—Siphoning by mouth could result in ingestion of sample!)

10.3.1 Samples containing alcohol or other water-soluble materials should be placed into the cylinder by siphoning.

10.4 Remove any air bubbles formed after they have collected on the surface of the test portion, by touching them with a piece of clean filter paper before inserting the hydrometer.

10.5 Place the cylinder containing the test portion in a vertical position in a location free from air currents and where the temperature of the surrounding medium does not change more than 2°C during the time taken to complete the test. When the temperature of the test portion differs by more than 2°C from ambient, use a constant temperature bath to maintain an even temperature throughout the test duration.

10.6 Insert the appropriate thermometer or temperature measurement device and stir the test portion with a stirring rod, using a combination of vertical and rotational motions to ensure uniform temperature and density throughout the hydrometer cylinder. Record the temperature of the sample to the nearest 0.1°C and remove the thermometer/temperature measuring device and stirring rod from the hydrometer cylinder.

Note 6—If a liquid-in-glass thermometer is used, this is commonly used as the stirring rod.

10.7 Lower the appropriate hydrometer into the liquid and release when in a position of equilibrium, taking care to avoid wetting the stem above the level at which it floats freely. For low viscosity transparent or translucent liquids observe the meniscus shape when the hydrometer is pressed below the point of equilibrium about 1 to 2 mm and allowed to return to equilibrium. If the meniscus changes, clean the hydrometer stem and repeat until the meniscus shape remains constant.

10.8 For opaque viscous liquids, allow the hydrometer to settle slowly into the liquid.

10.9 For low viscosity transparent or translucent liquids depress the hydrometer about two scale divisions into the liquid, and then release it, imparting a slight spin to the hydrometer on release to assist in bringing it to rest floating freely from the walls of the hydrometer cylinder. Ensure that the remainder of the hydrometer stem, which is above the liquid level, is not wetted as liquid on the stem affects the reading obtained.

10.10 Allow sufficient time for the hydrometer to come to rest, and for all air bubbles to come to the surface. Remove any air bubbles before taking a reading (see 10.4).

10.11 If the hydrometer cylinder is made of plastic, dissipate any static charges by wiping the outside with a damp cloth. (Warning—Static charges often build up on plastic cylinders and may prevent the hydrometer from floating freely.)

10.12 When the hydrometer has come to rest floating freely away from the walls of the cylinder, read the hydrometer scale reading to the nearest one-fifth of a full scale division in accordance with 10.12.1 or 10.12.2.

10.12.1 For transparent liquids, record the hydrometer reading as the point on the hydrometer scale at which the principal surface of the liquid cuts the scale by placing the eye slightly below the level of the liquid and slowly raising it until the surface, first seen as a distorted ellipse, appears to become a straight line cutting the hydrometer scale (see Fig. 1).

10.12.2 For opaque liquids record the hydrometer reading at the point on the hydrometer scale to which the sample rises, by observing with the eye slightly above the plane of the surface of the liquid (see Fig. 2).

Note 7—When testing opaque liquids using a metal hydrometer cylinder, accurate readings of the hydrometer scale can only be obtained if the liquid surface is within 5 mm of the top of the cylinder.

10.13 Immediately after recording the hydrometer scale reading, carefully lift the hydrometer out of the liquid, insert the thermometer or temperature measurement device and stir the test portion vertically with the stirring rod. Record the temperature of the test portion to the nearest 0.1°C. If this temperature differs from the previous reading (10.6) by more than 0.5°C, repeat the hydrometer observations and thermometer observations until the temperature becomes stable within 0.5°C. If a stable temperature cannot be obtained, place the hydrometer cylinder in a constant temperature bath and repeat the procedure from 10.5.

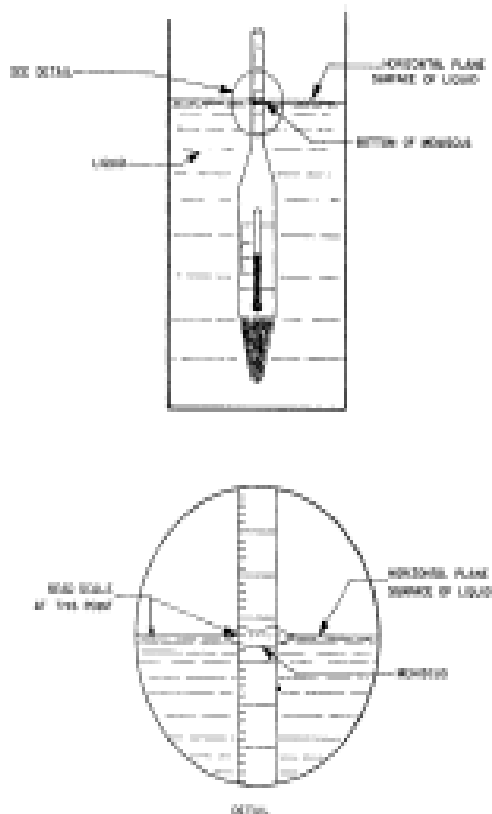


FIG. 1 Hydrometer Scale Reading for Transparent Liquids

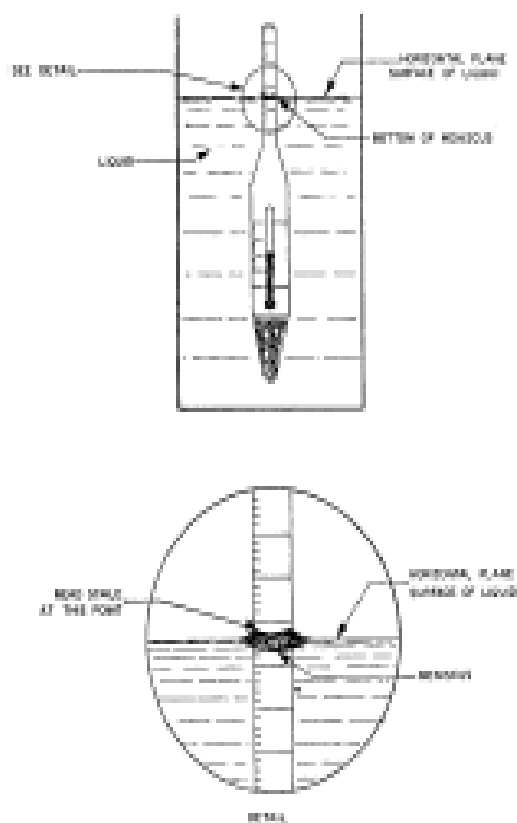


FIG. 3 Hydrometer Scale Reading for Opaque Fluids

10.14 If the test temperature is higher than 30°C, allow all hydrometers of the lead shot-in-wax type to drain and cool in a vertical position.

11. Calculation

11.1 Apply any relevant thermometer corrections to the temperature reading observed in 10.6 and 10.13 and record the average of these two temperatures to the nearest 0.1°C.

11.2 For opaque samples, apply the relevant meniscus correction given in Table 1 to the observed hydrometer reading (10.12.2) as hydrometers are calibrated to be read at the principal surface of the liquid.

Note: *k*—The meniscus correction for a particular hydrometer in use is determined by observing the maximum height above the principal surface of the liquid to which liquid rises on the hydrometer scale when the hydrometer in question is immersed in a transparent liquid having a surface tension similar to that of the sample under test. For hydrometers specified in this test method, the corrections in Table 1 are approximate.

11.3 Apply any hydrometer correction to the observed reading and record the corrected hydrometer scale reading to the nearest 0.1 kg/m³ in density, 0.0001 g/ml, kg/L, or relative density, or 0.1° API.

11.4 If the hydrometer has been calibrated at a temperature other than the reference temperature, use the equation below to correct the hydrometer scale reading:

$$R^t = \frac{R}{1 - [23 \times 10^{-4} (t - t_0) - 2 \times 10^{-4} (t - t_0)^2]} \quad (2)$$

where:

*R*_t = hydrometer reading at the reference temperature, *t* °C, and

*R*₁ = hydrometer reading on the hydrometer scale whose reference temperature is 1 °C.

11.5 Convert the corrected hydrometer scale reading to density, relative density, or API gravity using the appropriate parts of the Petroleum Measurement Tables referenced in Guide D 1250 according to the nature of the materials under test. Table 3 gives some examples of relevant table numbers in the Petroleum Measurement Tables.

11.5.1 The strictly correct procedure for the conversion is to use the computer implementation procedures contained in the Petroleum Measurement Tables and not the printed tables. If the printed tables are used, ensure that all errata discovered since original publication have been included in the version used. The tables include corrections for soda-lime glass expansion and contraction of the hydrometer over the temperature range, and thus the observed hydrometer reading is added directly after correction (11.2-11.4) as necessary.

11.5.2 To convert densities expressed in kg/m³ to densities expressed in g/ml, or kg/L, divide by 10³.

11.5.3 To convert hydrometer readings from one unit to another, Tables 51 (density at 15°C), 21 (relative density at 60/60°F), or 3 (API gravity), referenced in Guide D 1250, are appropriate.

12. Report

12.1 Report the final value as density, in kilograms per cubic metre, at the reference temperature, to the nearest 0.1 kg/m³.

12.2 Report the final value as density, in kilograms per litre or grams per millilitre at the reference temperature, to the nearest 0.0001.

12.3 Report the final value as relative density, with no dimensions, at the two reference temperatures, to the nearest 0.0001.

12.4 Report the final value as API gravity to the nearest 0.1° API.

13. Precision and Bias

13.1 Precision—The precision of the method as determined by statistical examination of interlaboratory results is as follows:

13.1.1 Repeatability—The difference between two test results, obtained by the same operator with the same apparatus under constant operating conditions on identical test material, would in the long run, in the normal and correct operation of the test method, exceed the values in Table 4 only in 1 case in 20.

TABLE 3 Example PMT Table Numbers

Material	Density at 15°C kg/m ³	Density at 20°C kg/m ³	Relative Density at 60/60°F	API Gravity
Crude petroleum	60A	60A	20A	1A
Petroleum products	100	100	20B	1B
Lubricating oils	100	100	—	1C

TABLE 4 Precision Values

Product: transparent low-viscosity liquids				
Parameter	temperature range, °C (°F)	Units	repeatability	reproducibility
density	-2 to 24.2 (28 to 75)	g/cm ³	0.1	1.2
relative density	-2 to 24.2 (28 to 75)	sp. gr. or g/mL	0.0008	0.0012
API density	-2 to 24.2 (28 to 75)	°API	0.1	0.2
Product: opaque liquids				
Parameter	temperature range, °C (°F)	Units	repeatability	reproducibility
density	-2 to 24.2 (28 to 75)	g/cm ³	0.1	1.8
relative density	-2 to 24.2 (28 to 75)	sp. gr. or g/mL	0.0008	0.0018
API density	-2 to 24.2 (28 to 75)	°API	0.2	0.8

13.1.2 *Reproducibility*—The difference between two single and independent results obtained by different operators working in different laboratories on identical test material would, in the long run, in the normal and correct operation of the test method, **exceed** the following values only in 1 case in 20.

13.2 *Bias*—Bias for this test method has not been determined. However, there should be no bias from absolute measurements, if the calibration of the hydrometer and the thermometer is traceable to International Standards, such as supplied by the National Institute of Standards and Technology.

14. Keywords

14.1 API gravity; crude petroleum; density; hydrometer; Petroleum Measurement Tables; petroleum products; relative density; specific gravity

ANNEX

(Mandatory Information)

A1. APPARATUS

A1.1 Apparatus Verification and Certification

A1.1.1 *Hydrometers*, shall either be certified or verified. Verification shall be either by comparison with a certified hydrometer (see 6.1.1) or by the use of a certified reference material (CRM) specific to the reference temperature used.

A1.1.1.1 The hydrometer scale shall be correctly located within the hydrometer stem by reference to the datum mark. If the scale has moved, reject the hydrometer.

A1.1.2 *Thermometers*, shall be verified at intervals of no more than six months for conformance with specifications. Either comparison with a referenced temperature measurement system traceable to an international standard, or a determination of ice point, is suitable.

Annex A1.1.1.1 is under revision. The text in this section is for informational purposes only and should not be used for compliance purposes. The text in this section is for informational purposes only and should not be used for compliance purposes.

The standard does not specify any test methods for the determination of the density of a liquid. The standard does not specify any test methods for the determination of the density of a liquid. The standard does not specify any test methods for the determination of the density of a liquid.

The standard does not specify any test methods for the determination of the density of a liquid. The standard does not specify any test methods for the determination of the density of a liquid. The standard does not specify any test methods for the determination of the density of a liquid.

BOLETA DE TRASFERENCIA TERRESTRE



EMPRESA PUBLICA DE HIDROCARBUROS
 DEL ECUADOR
G U I A
 NO. 013-003-0044787
 R.U.C. 1768153530001
 AUTORIZACION 1114559745
 RIGE DESDE : 2014/03/27
 HASTA : 2015/03/27
 CONTRIBUYENTE ESPECIAL RESOLUCION NO. 2572
 DEL 06 DE ABRIL DEL 2010

MOTIVO TRASLADO: TRANSFERENCIA TERRESTRE

TRANSPORTISTA: EDUAT. DE SERVICIOS LORAYER CIA
 PLACA No: EDUN06 VERDARA
 CHOFER: 03035
 SOLICITUD No: _____
 RUC: 1790825019001
 RUC: _____
 FECHA: 20140930

PRODUCTO JET A1 11.031
DESTINO AEROP. TABASELA
GALONES 2

NO. CONTRATO: 000
 PERMANENTE

DETALLE DE DESPACHO
 DESPACHADO POR: LINEA FERREA S/N Y S48E
 FECHA DE CARGA: 20140930 TANQUE: 1018

COMPARTIMENTOS				
GALONES	500	500		

TEMPERATURA, API y FACTOR CORRECCION: - 44,3 -

TOTAL GALONES DESPACHADOS A 60° F: 11.000

HORA SALIDA: 14:56 SELLOS: 4

CHOFER: _____ N. DOC. 0081302 DESPACHADOR: _____
LECTURA DEL MEDIDOR

DETALLE DE RECEPCION
 TRANSFERENCIA No. _____

DEPOSITO: _____ FECHA: _____
 PRODUCTO: _____ HORA: _____
 TRANSPORTE: _____ SELLOS: _____
 PLACA No: _____