

**DISEÑO DE UN GUN BARREL TRANSPORTABLE, PARA PROCESAMIENTO DE
1000 bpd DE EMULSIÓN.**

**ANDRÉS MAURICIO GALLEGO LÓPEZ
OSCAR ALONSO TORRES MERCADO**

**FUNDACION UNIVERSITARIA LOS LIBERTADORES
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA MECANICA
BOGOTÁ D.C.
2017**

**DISEÑO DE UN GUN BARREL TRANSPORTABLE, PARA PROCESAMIENTO DE
1000 bpd DE EMULSIÓN.**

**ANDRÉS MAURICIO GALLEGO LÓPEZ
OSCAR ALONSO TORRES MERCADO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Mecánico**

Asesor

**EDWIN DARIO CENDALES LADINO
Ingeniero Mecánico Y Magister en Ingeniería Mecánica**

**FUNDACION UNIVERSITARIA LOS LIBERTADORES
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA MECANICA
BOGOTÁ D.C.
2017**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., Marzo de 2016

A mi esposa Yinna Milena Cárdenas, a mi padre Diego Gallego, a mi madre María Belisa López y a mi hermana Jessica Catalina Gallego, quienes son la motivación y el apoyo más importante en todos los proyectos que he emprendido a lo largo de mi vida. A mis compañeros y a todos los profesores que contribuyeron en mi proceso de formación.

Andrés Mauricio

A Rosario, Manuela, Guadalupe e Isabel.

Oscar Torres

AGRADECIMIENTOS

Edwin Darío Cendales Ladino Ingeniero Mecánico Y Magister en Ingeniería Mecánica, asesor del trabajo de grado por guiar acertadamente al grupo de trabajo para desarrollar la investigación, así como por la información bibliográfica suministrada.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
AGRADECIMIENTOS	5
TABLA DE CONTENIDO.....	6
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	9
ÍNDICE DE TABLAS	11
GLOSARIO	12
1. INTRODUCCIÓN	15
2. PROBLEMA.....	18
2.1. Descripción del problema.....	18
3. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....	20
4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	21
4.1. Espacial.	21
4.2. Conceptual.....	21
5. LIMITACIONES Y ALCANCES	22
5.1. Limitaciones.....	22
5.2. Alcances.....	22
6. JUSTIFICACIÓN	23
7. OBJETIVOS	25
7.1. Objetivo general.....	25
7.2. Objetivos específicos.....	25
8. MARCO DE REFERENCIA.....	26
8.1. MARCO LEGAL LEGISLACIÓN PETROLERA.....	27

Tabla 1.....	27
8.1.1. Ley 165 de 1948	27
8.2. MARCO INVESTIGATIVO	30
9. MARCO TEÓRICO.....	35
9.1. Crudo	35
9.1.1. Clasificación de crudos	35
9.1.2. Viscosidad de crudo	36
9.2. Emulsiones.	37
9.2.1. Clasificación de las emulsiones.....	38
9.2.2. Formación de emulsiones.....	39
9.2.3. Agentes emulsionantes.....	40
9.2.4. Estabilidad de las emulsiones W/O	42
9.2.5. Rompimiento de emulsiones W/O	44
9.3. Deshidratación.....	48
9.4. Tanques deshidratadores (gun barrells).....	49
9.5. Diseño de Gun Barrel vertical transportable.....	53
10. DISEÑO DE GUN BARREL TRANSPORTABLE.....	56
10.1. Geometría.....	56
10.1.1. Tipo de equipo.....	56
10.1.2. Dimensiones máximas.....	56
10.1.3. Boquillas.....	58
10.1.3.1. Entrada.....	58
10.1.3.2. Salida.....	59
10.1.3.3. Boquillas auxiliares.....	60

10.2.	Estructura.....	61
10.2.1.	Diseño y cálculo de tanque.....	62
10.2.2.	Diseño y cálculo de boquillas.....	68
10.2.2.1.	Boquillas del cuerpo.....	68
10.2.2.2.	Boquillas tel techo.....	75
10.3.	Proceso.....	84
10.3.1.	Variables de proceso del equipo.....	84
10.3.2.	Deshidratación.....	86
10.4.	Capacidad de proceso.....	88
10.5.	Validación de sismo y viento.....	100
10.5.1.	Datos de entrada para cálculo de viento.....	100
10.5.2.	Resultados.....	101
10.5.3.	Simulación.....	103
10.5.4.	Resultados de análisis sísmico.....	105
11.	ANÁLISIS DE DATOS.....	111
12.	CONCLUSIONES.....	112
13.	RECOMENDACIONES.....	113
14.	BIBLIOGRAFÍA.....	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Tipología de las emulsiones. Fuente: Propia	39
Ilustración 2 Esquema pozo petrolero. Fuente: 2013 schlumberger	40
Ilustración 3 Representación de la estabilización de una gota de agua dispersa en una fase lipófila.....	42
Ilustración 4 Viscosidad y densidad vs. Temperatura-crudo 30 API.....	44
Ilustración 5 Rompimiento de emulsiones	46
Ilustración 6 Variación de Factor de Stokes respecto a la temperatura	47
Ilustración 7 Proceso de deshidratación en un Gun Barrel	51
Ilustración 8 Esquema de Gun Barrel vertical	53
Ilustración 9 Etapas de diseño de Gun Barrel Transportable	54
Ilustración 10 Dimensionamiento de Gun Barrel Transportable	58
Ilustración 11 Diseño de Manhole de cuerpo.....	68
Ilustración 12 diseño de boquillas 3 NPS y superior	70
Ilustración 13 diseño de boquillas 3/4 NPS a 2 NPS	70
Ilustración 14 Diseño de refuerzo de boquillas.....	71
Ilustración 15 Tipos de bridas e instalación.....	75
Ilustración 16 Diseño de manhole de techo.	77
Ilustración 17 Diseño de conexiones de techo	79
Ilustración 18 Velocidad de Hadamard 15 API	90
Ilustración 19 Capacidad de proceso 15 API.....	90
Ilustración 20 Velocidad de Hadamard 20 API	92
Ilustración 21 Capacidad de proceso 20 API.....	92
Ilustración 22 Velocidad de Hadamard 25 API	94
Ilustración 23 Capacidad de proceso 25 API.....	94

Ilustración 24 Velocidad de Hadamard 30 API	97
Ilustración 25 Capacidad de proceso 30 API	97
Ilustración 26 Velocidad de Hadamard 35 API	99
Ilustración 27 Capacidad de proceso 35 API	99
Ilustración 28 Parámetros de entrada sismo para simulación	104
Ilustración 29 Factores sísmicos por NSR-10.....	104
Ilustración 30 Combinación de cargas	105
Ilustración 31 esfuerzo equivalente vonmises.....	106
Ilustración 32 desplazamiento máximo.....	107
Ilustración 33 Reacciones máximas (todos nodos de la base)	107
Ilustración 34 Esfuerzo equivalente vonmises dirección x	108
Ilustración 35 Desplazamiento máximo dirección x.....	108
Ilustración 36 Reacciones maximas (todos nodos de la base)	109
Ilustración 37 Esfuerzo equivalente vonmises dirección y	109
Ilustración 38 desplazamiento máximo dirección y.....	110
Ilustración 39 Reacciones máximas (todos nodos de la base) para dirección y.....	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Normas decretadas del sector de hidrocarburos.....	27
Tabla 2 Legislación petrolera 1948-1999	28
Tabla 3 Crudos de referencia	35
Tabla 4 Clasificación de crudo.....	36
Tabla 5 Densidad y viscosidad de crudo en función de la temperatura.....	43
Tabla 6 Parámetros de diseño de Gun Barrel Transportable	61
Tabla 7 Espesores elementos principales	62
Tabla 8 Medidas para tapa de manhole.....	69
Tabla 9 Dimensiones de brida de manhole	69
Tabla 10 Valores de diseño para conexiones a cuerpo	72
Tabla 11 Valores para instalación de boquillas diámetros pequeños.....	73
Tabla 12 Dimensiones de manhole de techo.....	78
Tabla 13 Dimensiones de boquillas bridadas de techo	79
Tabla 14 Resumen de boquillas	82
Tabla 15 Datos de entrada para cálculo de capacidad de proceso	86
Tabla 16 Valores de proceso para 15 API.....	89
Tabla 17 Valores de proceso para 20 API.....	91
Tabla 18 Valores de proceso para 25 API.....	93
Tabla 19 Valores de proceso para 30 API.....	96
Tabla 20 Valores de proceso para 35 API.....	98

GLOSARIO

ECOPETROL: La Ley 165 del Congreso de 1948 le dio facultades al Ejecutivo para la creación de la Empresa Nacional del Petróleo con participación del capital privado nacional y extranjero y por intermedio del Decreto 0030 de 1951 se consagró definitivamente la Empresa Oficial del Petróleo en Colombia.

OCENSA: El Oleoducto Central (Ocensa) es considerada la primera gran obra de infraestructura que se emprendió en el país después de firmada la Constitución Política de 1991. Así, se convirtió también en la primera en necesitar una licencia ambiental para su planeación, diseño y construcción.

GUN BARREL: Un "gun barrel" es un tanque tratador con flujo descendente central vertical que opera a presión atmosférica. Un GB típico tiene una cámara superior desgasificadora o bota en el tope.

EMULSIÓN: Una emulsión es una combinación de dos líquidos inmiscibles, por ejemplo, agua y aceite. El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto estos dos líquidos coexisten como dos fases distintas. La “fase aceite y agua y no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos y el agua¹.

DESEMULSIFICANTES: son mezclas de un solo surfactante o de una mezcla de los mismos en un sistema disolvente adecuado, formulados para tratar una emulsión específica sobre una base de óptimo rendimiento - costo beneficio.

¹ SALAGER Jean Louis. Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. Emulsiones propiedades y formulación. Cuaderno FIRP Venezuela, 1993, p1.

DISEÑO DE INGENIERÍA: el diseño detallado, desarrollado basándose en requerimientos operativos y conforme a los requerimientos del presente Código, incluyendo todos los dibujos necesarios y especificaciones, rige una instalación de ductos de tubería.

HIDROCARBUROS: Compuestos orgánicos constituidos principalmente por la combinación natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.

HIDROCARBUROS LÍQUIDOS PESADOS: Hidrocarburos Líquidos con una gravedad API igual o inferior a quince grados (15° API). Hidrocarburos no Convencionales: Hidrocarburos presentes en el subsuelo en estado diferente a los Hidrocarburos Líquidos convencionales o gas libre, incluyendo gas asociado a los primeros; o Hidrocarburos que se encuentren en yacimientos no convencionales. Esta definición incluye Hidrocarburos tales como crudos extra pesados, arenas bituminosas, gas en mantos de carbón, yacimientos de muy baja porosidad (tight) e hidratos de gas.

API: American Petroleum Institute

bpd: Barriles de crudo por día.

CODIGO NACIONAL DE GAS COMBUSTIBLE ANSI: tubería para gas combustible desde el punto de entrega hasta la conexión de cada dispositivo de utilización del combustible.

DISEÑADOR: el diseñador tiene la responsabilidad, frente al propietario, de asegurar que el diseño de ingeniería del sistema de tuberías cumpla con los requisitos de este Código y con cualquier otro requisito adicional establecido por el propietario.

BARRIL: Es la unidad de medida del volumen de Hidrocarburos Líquidos que equivale a cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, corregidos a condiciones estándar (una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta).

P&ID: Diagrama de Tuberías e Instrumentación (Piping and Instrumentation Diagram).

1. INTRODUCCIÓN

En esta investigación se describe el diseño y los cálculos que se deben tener en cuenta para el desarrollo de un Gun Barrel para ser implementado en la planta de almacenamiento de crudo en el Huila, a la vez que sirve como apoyo en el aula en los procesos de formación en los estudiantes de Ingeniería Mecánica de la Fundación Universitaria Los Libertadores.

Lo anterior en razón a que el desarrollo del área de la interpretación de las normas en el rol como ingeniero mecánico en las empresas colombianas se encuentra actualmente en un proceso de constante cambio, cuyo principal objetivo es generar en los estudiantes de Ingeniería mecánica un pensamiento de orden crítico que vaya de la mano con el contexto social; ya que los contenidos del material aquí expuesto son propios para el área de diseño en la ingeniería mecánica.

Este proyecto de investigación se elaboró en cinco etapas que responden a un proceso de desarrollo necesario para el diseño y concreción de un material para el manejo de las normas; dichas etapas fueron las siguientes: *exploración, indagación, elaboración y análisis de los resultados*.

En la primera etapa de exploración se realizó un estudio panorámico para documentar la temática a tratar, lo que incluyó una serie de visitas a plantas de bombeo y almacenamiento en el territorio colombiano.

La segunda etapa consistió en indagación; donde se realizó una evaluación preliminar en las plantas para reconocer los equipos más relevantes dentro de cada estación desde los cuales estaba siendo abordada nuestra investigación, mediante la aplicación de una serie de

entrevistas semiestructuradas a los operadores de planta; se identificaron criterios para la elección de las posibles soluciones para nuestra investigación, teniendo como referente las diversas propuestas desarrolladas por empresas de ingeniería para esta área.

La tercera etapa fue la del diseño y concreción de un Gun Barrel, que tuvo como base el análisis de la etapa anterior, que arrojó como resultado una propuesta de Gun Barrel que integrará las normas API 650 y 421, que respondiera a las necesidades evidenciadas en el proceso de indagación.

La cuarta y última etapa fue el análisis de resultados que permitió identificar posibles problemas y fortalezas del diseñado realizado.

Además, este tipo de trabajos de grado se convierte en todo un reto para los ingenieros Mecánicos de la Fundación Universitaria los libertadores, ya que en la indagación panorámica se evidencio que es escaso los trabajos de grado que se hacen con el tema de la petroquímica, además se pretende que el estudiante de Ingeniería Mecánica de la fundación universitaria los Libertadores, como el material educativo dirigido a la enseñanza del manejo de las normas, que se encuentra en el comercio local, y que haya sido elaborado con base en el contexto productivo colombiano.

Es así como este documento se convierte en un punto de partida para generar nuevos materiales de trabajo dirigidos al manejo de la normatividad que se usan a nivel global en el área de la Ingeniería Mecánica, con base en las nuevas tendencias y lineamientos del contexto social, cultural, educativo y tecnológico colombiano.

Se prevé, por lo tanto, que a futuro la información aquí recopilada y descrita permita una base sustentable para desarrollar otros diseños interdisciplinarios entre normas que fortalezcan el aprendizaje del estudiante del estudiante de Ingeniería Mecánica.

2. PROBLEMA

2.1. Descripción del problema.

La idea de desarrollar este trabajo de grado surge de la necesidad observada y vivenciada por los investigadores bajo el rol de trabajadores de empresas de ingeniería en el área de la petroquímica y durante sus visitas a plantas de almacenamiento y transporte de crudo en Colombia como Ocesa y Ecopetrol.

Al realizar una indagación panorámica sobre los equipos usados en plantas de almacenamiento en Colombia bien sea estáticos o rotativos, se encontró que son muy pocos los diseñados para el contexto nacional que permitan un buen desarrollo de la ingeniería en el montaje de una nueva planta o en su expansión, puesto que los que se utilizan han sido han sido diseñados por Empresas de Ingeniería mexicanas, chilenas, argentinas y españolas, las cuales no suplen realmente las necesidades específicas del entorno productivo del desarrollo económico de la petroquímica colombiana.

Esto teniendo en cuenta que el área de los hidrocarburos en nuestro país, se regulo bajo la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos decreto 1760 del 2003 como réplica a la situación agónica que tenía nuestra nación debido a la disminución de las reservas de petróleo, en consecuencia Ecopetrol de jo de lado la regulación y se debió dedicar a la exploración, explotación, almacenamiento, transporte y refinación del petróleo en el país, y asi buscar ser la empresa de referencia de petróleo más grande del país; por lo que se encontró la necesidad de desarrollar sus propios Diseños que proponga retos a la evolución de los hidrocarburos, se ajusten y diseñen según el contexto colombiano.

En el desarrollo de nuestras múltiples ocupaciones como diseñadores mecánicos y en las visitas realizadas a las plantas de Ecopetrol evidenciamos que el Gun Barrel es un punto neurálgico en el funcionamiento de las planta de almacenamiento y bombeo de crudo, pues es allí donde se inicia el ciclo de almacenamiento en el que el crudo adquiere una serie de propiedades a nivel de fluidez para ser transportado, manejo de instrumentos y psicológicamente es una etapa en la que los niños comienzan de forma concreta a explorar y a preguntarse acerca de las cosas y el mundo que los rodea.

3. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿Es posible diseñar bajo las normas API 650 y API 421 un gun barrel transportable con capacidad neta para procesamiento mínima de 1000 bpd de emulsión?

4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. *Espacial.*

El trabajo de grado se desarrolla y socializa en la planta de almacenamiento en el departamento del Huila; es una estación perteneciente a Ecopetrol que está bajo la administración de Ocesa que brinda los servicios de bombeo y almacenamiento de crudo extraído de los clústeres 41 y 51.

La aplicación en la estación DINA NORTE - BATERÍA DK se realizó por expresa invitación del jefe de producción, ingeniero Arnulfo León Rodríguez, como una contribución a la estructuración y consolidación del área de tecnología e ingeniería de la empresa que administra la estación. Esto facilitó no sólo el acceso a las instalaciones de planta y también a los recursos humanos, locativos y materiales de los que disponía la estación, así como la total autonomía durante la etapa de diseño, construcción y validación del diseño.

4.2. *Conceptual.*

Esta investigación incluye en el marco teórico, temáticas relacionadas con:

- ◆ Antecedentes: legales e investigativos.

- ◆ Aspectos de diseño: metodología del diseño, diagramación, diseño gráfico, diseño como disciplina.

- ◆ Aspectos de ingeniería: normas API y ASME, teoría de cálculos por elementos finitos, ley de Stokes y seguridad industrial.

5. LIMITACIONES Y ALCANCES

5.1. *Limitaciones.*

Se encontró que no existe material referente como base para el diseño de la propuesta. Este proyecto sólo incluyó la ESTACION DE BOMBEO DINA NORTE - BATERÍA DK por problemas de logística y recursos económicos, lo cual impidió socializar el material en un mayor número de estaciones de bombeo en el país. De igual forma se encontró que las horas destinadas para el área de tecnología e investigación en la ESTACION DINA NORTE son relativamente escasas por lo que la aplicación de la totalidad de las actividades se dificultó. Inicialmente se encontró cierto grado de incomodidad por parte de los operadores al sentirse observados y evaluados en las estrategias utilizadas para el desarrollo y actualización de la planta.

5.2. *Alcances.*

El siguiente trabajo definirá los parámetros geométricos y estructurales para un Gun Barrel transportable. Se definirán el tamaño, geometría, boquillas, tamaños de boquillas, anclajes, espesores de lámina. Se analizará la capacidad de procesamiento del diseño propuesto bajo diferentes variables de operación.

De igual forma se encuentra que la estructuración misma del material hace viable la edición y publicación de proyectos este tipo como herramientas que sirvan a otras asignaturas para fortalecer la enseñanza en la básica primaria.

Este trabajo de grado puede ser retomado a futuro por otro grupo investigador como base para crear otras herramientas y medios educativos, incentivando así la evolución misma del tema de investigación en beneficio de los estudiantes y docentes de la facultad de ingeniería.

6. JUSTIFICACIÓN

El diseño mecánico es el alma de la ingeniería mecánica. Todo proceso es susceptible de mejorar, en los sistemas mecánicos las mejoras son el producto final del proceso de diseño, en el cual el ingeniero observa, analiza, desarrolla, las soluciones requeridas por los procesos de mejora continua.

En nuestra experiencia laboral en el área de la petroquímica y en el manejo del código API nos hemos dado cuenta que en el medio para el diseño de tanques con anclaje en sitio se usa el API 650, por otro lado para el diseño de tanque con estructura removible se usa el API 12F. En esto dos casos el código separa las condiciones si se quiere algo combinado no lo rige la norma, por tal razón, nosotros basados en nuestra experiencia y recorrido en el área petroquímica de más de 8 años pretendemos diseñar un tanque GUN BARREL que es uno de los más usados en el tratamiento del crudo. En la petroquímica el tratamiento de crudos es un proceso industrial que abarca el diseño y la operación de instalaciones de superficie para el logro técnico.

En el proceso de análisis y desarrollo el ingeniero cuenta con una amplia variedad de herramientas y nosotros con el desarrollo que haremos del diseño de un GUN BARREL queremos brindar a los estudiantes de ingeniería mecánica de la FUNDACION UNIVESITARIA LOS LIBERTADORES las herramientas suficientes para que con nuestro diseño conozcan el proceso y las cosas que se deben tener en cuenta para generar un diseño optimo y competitivo en el área en cuestión. Por esto nuestro diseño deberá tener en cuenta que el montaje de este equipo en sitio sea fácil y rápido tanto para posos como para plantas piloto de exploración del crudo, además su remoción o reubicación debe ser sencilla

facilitando la ampliación a futuro de la planta, también se busca que generen mejoras en el proceso del GUN BARREL.

Finalmente con todo esto se busca un beneficios económicos para las empresas que realizan estas exploraciones, puesto que un equipo transportable y reutilizable reduce los costos que una fabricación en sitio conlleva; dada la complejidad de fabricación en sitio que se tiene en los campos y pozos petroleros. la reutilización dentro de los pozos del mismo campo mitiga los costos de transporte y logística. Además, se ofrece una reducción de personal para su operación y control del proceso, por la optimización de la instrumentación que debe poseer el tanque y generando una confianza total en su tiempo de uso puesto que se planteara un plan de mantenimiento preventivo basados en la teoría de la fractura; todo esto siempre en sintonía con el medio ambiente u la naturaleza buscando el mínimo de impacto para estos.

En el presente proyecto, se busca realizar un diseño innovador de uno de los equipos más usados dentro del área de la petroquímica que reúna unas especificaciones mínimas dentro de lo que ya se ha hecho en el pasado una compilación del desarrollo de la teoría de la mecánica de la fractura, Esto con el fin de ofrecer a los estudiantes de la FULL la herramienta teórica para abordar dicho problema aún desde los ámbitos de la academia. También se busca la simulación de dicha teoría mediante la modelación computacional de un elemento que presenta fallas por grietas, buscando el punto de fallo del mismo.

7. OBJETIVOS

7.1. Objetivo general.

Diseñar un GUN BARREL TRANSPORTABLE respetando recomendaciones de API con capacidad de procesamiento de 1000 barriles de crudo al día.

7.2. Objetivos específicos.

- Establecer las pautas que se deben tener en cuenta para el diseño bajo código API.
- Complementar las pautas de API con el análisis sísmico computacional por elementos finitos, utilizando un software comercial.
- Estructurar un modelo para el uso de la norma API contextualizado a una población de estudiantes de Ingeniería Mecánica.

8. MARCO DE REFERENCIA

En los antecedentes legales que sustentan la propuesta se incluyen la Ley 165 de 1948 la cual se aprobó con el ánimo de organizar una empresa colombiana de Petróleos, partiendo del cumplimiento de su función social acorde con las necesidades intereses de las personas, familia y sociedad en general.

Por ser uno de los sectores de gran interés económico, el Estado Colombiano ha legislado sobre él constantemente. En la década del 90 fueron aprobadas seis nuevas normas, la más representativa fue la Ley 141 de 1994 relacionada con la política petrolera. Al finalizar esta década se ambientaba una nueva reforma en este sector, la Ley 756 sancionada el 25 de julio de 2002, que modificó sustancialmente la Ley 141. Esta situación hizo que entre 1990 y 1999 muchas empresas petroleras internacionales hayan frenado su vinculación al país porque consideran que la incertidumbre jurídica coloca en riesgo sus grandes capitales.

En ese sentido se relacionan las principales normas o leyes que han regido a este sector en el país (**Ver tabla 1.**). Así como se hace referencia a los actos administrativos que le dieron nacimiento a la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, a las regalías petroleras y su distribución y a la Comisión Nacional de Regalías y en general a las políticas petroleras que hoy por hoy le permiten al país aún ser un territorio medianamente productor de hidrocarburos.

8.1. MARCO LEGAL LEGISLACIÓN PETROLERA

Tabla 1 Normas decretadas del sector de hidrocarburos.

AÑO	LEY
1948	Ley 165 Organización de una empresa colombiana de Petróleos
1951	Decreto 003 Crea y pone en funcionamiento a ECOPETROL
1969	Ley 20 Nacionaliza recursos mineros
1984	Ley 20 reglamenta el ejercicio de la profesión de ingenieros de petróleo
1989	Ley 26 se dictan disposiciones sobre la distribución de combustibles
1991	Ley 07 se crea el Ministerio de Comercio Exterior
1993	Ley 99 se crea el Ministerio de Medio Ambiente
1994	Ley 141 se crea el Fondo Nacional de Regalías
1995	Ley 209 se crea el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FEP) Ley 257 Aprueba el convenio internacional de constitución de un Fondo
1996	Internacional de Indemnización de Daños Causados por la Contaminación de Hidrocarburos.
1997	Decreto 2933 ECOPEPETROL con domicilio principal en Bogotá
1999	Ley 508 destilación, monto y límites de las regalías

Fuente: Construcción propia.

8.1.1. Ley 165 de 1948

Antes de la creación de ECOPEPETROL se antecede en materia de jurisprudencia una serie de medidas que regularon tierras y explotación de recursos mineros.

Por ejemplo, el Artículo VI de la Constitución de 1858 destacaba que pertenecía a la Confederación Granadina los baldíos, las vertientes saladas y las minas de esmeraldas y de sal gema que se encontraran en terrenos nacionales o particulares. Esta norma fue prácticamente ratificada en el Artículo VI de la Carta Magna de 1863.

Diez años después el Código Fiscal de los Estados Unidos de Colombia acogió en buena parte el criterio consagrado en las leyes 13 de 1868 y 29 de 1873 y en sus artículos 1116 y 1126 reservó a la República los depósitos de carbón, de guano y de otros abonos que se hallaren en los baldíos y declaró que pertenecían a la Nación los yacimientos de cobre, hierro y demás metales no preciosos, lo mismo que los de azufre y otros no expresados en el Artículo 14 del Código Fiscal (Ley 106 de 1873), entre los cuales se puede citar los yacimientos de petróleo.

Tabla 2 Legislación petrolera 1948-1999

LEY	CONTENIDO
Ley 165 de diciembre de 1948	Autoriza al Gobierno para promover la organización de una Empresa Colombiana de Petróleos con participación de la Nación y del capital privado nacional y extranjero.
Decreto 1015 de 1953	Crea la empresa Colombiana de Petróleos como organismo autónomo con Personería Jurídica, que se regirá por las disposiciones pertinentes establecidas en la Ley 165 de 1948 y por estatutos constitutivos que reglamentarán su funcionamiento
Ley 10 de marzo de 1961	Dicta disposiciones en el ramo de petróleos relacionadas con el área a contratar en concesión, máxima y mínima, los compromisos mínimos de perforación, los cánones superficiales, las regalías, etc.
Ley 20 de diciembre de 1969	Nacionaliza los recursos mineros sin perjuicio de los derechos adquiridos. No obstante establece la obligación de explotar los derechos que a la fecha estén constituidos o de lo contrario éstos se extinguen a favor de la Nación.
Ley 20 de septiembre de 1984	Reglamenta el ejercicio de la profesión de Ingenieros de Petróleos.
Ley 59 de diciembre de 1987	Autoriza a unas entidades a constituir sociedades o asociaciones. Esta Ley autoriza a las entidades descentralizadas u organismos adscritos o vinculados al Ministerio de Minas y Energía para constituir entre sí o con otras personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras sociedades o

Ley 1080 de febrero 9 de 1980	Adiciona la Ley 39 de 1987 y se dictan otras disposiciones sobre la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo
Ley 07 de enero 16 de 1991	Gobierno Nacional para regular el comercio exterior del país, se crea el Ministerio de Comercio Exterior, se determina la composición y funciones del Consejo Superior de Comercio Exterior
Ley 9ª. De enero 17 de 1991	Dictan normas generales a las que deberá sujetarse el Gobierno Nacional para regular los cambios
Ley 97 de diciembre 17 de 1991	Por la cual se interpreta con autoridad la Ley 20 de 1969 y se dictan otras disposiciones
Ley 99 de diciembre 22 de 1993	Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la Gestión y Conservación del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables se organiza el Sistema Nacional
Ley 141 de junio 28 de 1994	Por la cual se crean el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables se establecen las reglas para su
Ley 142 de julio 11 de 1994	Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Se refiere al tema de transporte y distribución del gas
Ley 152 de 1994	Desarrolla el título 12 de la Constitución Política definiendo los procedimientos y mecanismos para la elaboración, aprobación, ejecución, seguimiento, evaluación y control de los Planes de Desarrollo que elabore la Nación,
Ley 209 de agosto 30 de 1995	Mediante la cual se crea y reglamenta el funcionamiento del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera. Conocido comúnmente como el FEP
Ley 223 de diciembre 20 de 1995	Por la cual se expiden normas sobre racionalización tributaria y se dictan otras disposiciones. Modifica la Ley 6ª de 1992, conocida comúnmente como la reforma
Ley 224 de diciembre 20 de 1995	Por la cual se decreta el presupuesto de rentas y recursos de capital y ley de apropiaciones para la vigencia fiscal del 1o. de enero al 31 de diciembre de 1996
Ley 226 de diciembre 20 de 1995	Por la cual se desarrolla el Artículo 60 de la Constitución Política en cuanto a la enajenación de la propiedad accionaria estatal se toman medidas para su democratización
Ley 209 de 1995	Créase el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera como un sistema de manejo de cuentas en el exterior, sin personería jurídica y con subcuentas a nombre de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, de los
Ley 257 de enero 15 de 1996	Por medio de la cual se aprueba el Convenio Internacional de Constitución de un Fondo Internacional de Indemnización de Daños Causados por la Contaminación de

Ley 508 de julio 29 de 1999	artículo 72	destilación de los recursos provenientes del fondo nacional de regalías
<i>Ley declarada inexecutable</i>	artículo 73	monto de las regalías
	artículo 74	límites a las participaciones en las regalías
	artículo 76	destilación de los recursos de regalías

Fuente: Datos contruidos a partir de las estadísticas de la industria petrolera ECOPETROL.

8.2. MARCO INVESTIGATIVO

Para apoyar los antecedentes investigativos de este proyecto, se realizó una búsqueda de documentos publicados sobre el tema, ubicados en Ecopetrol y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de los cuales a continuación se describen sus aspectos más relevantes. Se escogieron estas investigaciones en razón a que se trata de estudios que se aproximan al presente tema de investigación.

Las primeras exploraciones y explotaciones del Petróleo en el Huila: El 14 de marzo de 1961, es decir cinco años después de la firma del contrato de concesión Neiva 540, se da a conocer la perforación del primer pozo petrolero en el Huila, denominado DINA 1, por parte de la empresa Intercol, que ya en ese momento era socia de la firma norteamericana Tennessee.

De acuerdo con lo publicado por el Diario del Huila el 9 de febrero de 1994 en “1961 se perforó el Dina 1 sin obtener resultados positivos”. Esta empresa firmó un acuerdo de Farmout and Joint Operation con la Intercol, la cual ya era para esa fecha propietaria de la concesión nacional Neiva 540 y de las seis aplicaciones más 538, 833, 834, 835, 836 y 839 del bloque de Neiva.

Según los datos que reposan en las memorias del Ministerio de Minas y Energía este pozo alcanzaron una profundidad de 12.015 pies y fue perforado en jurisdicción del municipio de Aipe, pero infortunadamente por problemas mecánicos el pozo no se declaró comercial. El pozo lo abandonaron temporalmente las empresas autorizadas para su operación

por presentar algunos problemas técnicos el 20 de noviembre de 1961. Con él sucedió algo que es poco frecuente en la industria del petróleo: resultó productivo a pesar de ser la primera perforación del campo 2.

Luego el 21 de octubre de 1962 se perforó el segundo pozo identificado con el nombre de DINA 2 y señalado como generador de la industria petrolera en el Huila por haberse hallado en este proceso el Campo Terciario, con una tasa inicial de producción de 330BOPD (barriles día), pero igualmente tuvo dificultades para la comercialización de su producción por falta de infraestructura en materia de transporte, los bajos precios en el mercado internacional y las pocas reservas probadas en el Huila.

Meses después y ante la expectativa que tenía el consorcio (Tennessee-Intercol) se continuó con la perforación de la serie de pozos DINA 3, DINA 4, DINA 5, DINA 6, DINA 7 hasta llegar a DINA 12 distribuidos en una extensa zona que correspondía a las haciendas Tenay, San Vicente, Belén y Tamarindo.

Según relata Rodrigo Henao, directivo de la empresa INTERCOL que años más tarde se convierte en Hocol, citado como fuente primaria por la historiadora Martha Lía Giraldo en el texto “Historia del Hocol 1956 -2001”, entre la perforación del pozo DINA 1 y DINA 12 pasaron cerca de seis meses, tiempo relativamente corto si se tiene en cuenta la inversión, el recurso humano, la topografía y las condiciones técnicas.

“De estos pozos varios resultaron productivos (DINA 2, DINA3, DINA 6, DINA8, y DINA 11), sin embargo pese a que estos fueron de poca productividad, entre 100 y 800 barriles por día, esta producción era confiable y motivaba el deseo de generar nuevas

2 Giraldo. Lía Marta. Historia del Hocol 1956 -2001.Bogotá: Grafiq Editorial. 2001.

inversiones para perforar más pozos y mejorar la producción. Al tiempo que se realizaba la extracción, surgían necesidades que solo se podían solucionar con grandes obras. Las que requerían mayor envergadura eran las de transporte”.³

Retomando la conferencia de Alberto Serrano Perdomo, a comienzos de la década del 60 la producción en el Huila estaba estimada en 3.250 barriles por día en los 12 pozos DINA lo que daría un promedio de 270.8 bpd, cifra relativamente baja frente a otros campos petrolíferos.

“Comparemos esta producción frente a otros campos en operación para deducir en realidad hasta ahora cuál es el potencial petrolero del Huila y definir la forma más conveniente al departamento, a la Nación y a los municipios de su explotación comercial, sin sujeción a una considerable demora en búsqueda de las nuevas estructuras petrolíferas”⁴

Como bien lo expresó el directivo de Ecopetrol, en su intervención, teniendo en cuenta el volumen aproximado de la producción del Huila a comienzos de la década del 60 que alcanzaba los 1.399 barriles por día, era necesario estudiar alternativas para la explotación comercial del yacimiento basándose en todos los factores que se presentan en esa industria a saber:

1 “El transporte del crudo en carros-tanques o en camiones-tanques para su aprovechamiento en la refinería de La Dorada, era elevado, y especialmente existía una imposibilidad para la coordinación de una flota demasiado grande, teniendo en cuenta la escasez de vagones y de máquinas férreas.

2 La construcción de un oleoducto para refinar el crudo de La Dorada era antieconómica por el poco volumen de

³ *Ibíd.* Pág. 44.

⁴ Serrano, Perdomo. Alberto. “Proyecciones de ECOPETROL”. Conferencia dictada en Neiva el 3 de

octubre de 1994. Revista Huila de la Academia Huilense de Historia. Pág. 90.

producción de acuerdo con las pruebas realizadas por los concesionarios.

3 *El montaje de una refinería en el área de Neiva para el aprovechamiento de los crudos producidos era antieconómico ya que, basándose en los estudios realizados a esa fecha, los altos rendimientos de combustóleos carecería de mercado en la zona, ya que la proporción de acuerdo con la clase de crudo sería en un 40 por ciento de productos blancos y 60 por ciento de productos pesados. Es decir que si se construía una refinería de un diseño de 2.000 barriles de carga, la producción era de 800 refinados blancos y 1.200 pesados”5*

La participación de Serrano Perdomo en el foro fue definitiva para el futuro del petróleo en el Huila, puesto que el descubrimiento de petróleo en el campo DINA, inicialmente no era muy optimista para los industriales. En principio se creía que la producción de este Campo tendría una influencia decisiva en el occidente colombiano, zona que se abastecía a comienzos de la década del 60 con los refinados de la Planta Intercol en Cartagena.

“De tal manera que los excedentes de campo DINA y las demás estructuras positivas cuando entraran en producción, alimentarían la refinería de Bogotá mediante la construcción de un oleoducto hasta Puerto Salgar que empataría con el oleoducto de Ecopetrol que viene de Barrancabermeja – Dorada – Bogotá. Este oleoducto tentativamente se estimó su inversión en 100 millones de pesos”.6

Esta mirada de igual forma la compartían los inversionistas privados, no en vano destacaban que definitivamente todos los esfuerzos se estancaban por la dificultad en materia de transporte y la baja producción. Así pues durante los primeros años de producción el crudo fue transportado por vía férrea hasta la ciudad de La Dorada, donde Intercol tenía una refinería, pero ante las debilidades de este sistema y ya casi al borde de su desaparición como

5 *Ibíd.* Pág. 90 -91

6 *Ibíd.* Pág. 91.

medio de transporte, sumado a los bajos precios internacionales, la firma dueña de los derechos le propone a los accionistas de la empresa Tennessee que se quedaran con sus participación accionaria.

Meses más tarde y ante la fe puesta en el futuro petrolero de la región el ingeniero de este sector Luis Morales, quien le había hecho un seguimiento al proceso de exploración y explotación de los hidrocarburos en el Huila y conocedor del desencanto económico por parte de Intercol y Tennessee, empieza liderar la creación de una empresa asociativa para adquirir la firma los derechos que tenía la Tennessee en esta zona del país.

“Luis Morales continuó dirigiendo la exploración, la explotación y extracción del crudo. A pesar de las grandes dificultades y a medida que sucedían los principales desarrollos petroleros se evidenciaba un aumento en las posibilidades y riquezas de estos territorios (...) sus buenas relaciones con inversionistas extranjeros y locales y el conocimiento que ya se tenía de la zona le permitieron conservar aquel optimismo para continuar proyectando grandes inversiones de exploración en la arriesgada empresa de la industria petrolera”.⁷

Morales junto con su socio Jorge Mejía Salazar, lograron que empresas como Alpina, Cementos Samper, Corporación del Valle, Corporación de la Costa, Corporación Nacional, Coltabaco, Coltejer se interesaran por este negocio.

Lo paradójico es que en el panorama de inversionistas interesados por este posible negocio no existiera la inversión nativa. Muy seguramente, como explica el economista y especialista en este sector, Juan Antonio Carrera, esto era producto de la poca cultura industrial de la zona en la década del 60.

⁷ Giraldo, Lía, Marta. Historia del Hocol 1956 -2001. Bogotá: Grafiq Editorial. 2001. Pág. 46

“Para esos años la inversión solamente se dada en la parte agrícola, especialmente en los renglones ganaderos, arroceros, tabacaleros y algodoneros. El comercio, incluso tenía muy poca dinámica”¹²², expresa Carrera.

9. MARCO TEÓRICO

9.1. Crudo

9.1.1. Clasificación de crudos

Al petróleo en su estado natural se le denomina crudo y se clasifica según su referencia en el mercado, contenido de azufre y su grado API.

Las referencias de crudo se utilizan para establecer unas franjas de valor de crudo basándose en características físico químicas específicas. En la tabla 3 se listan las principales referencias de crudo en el mercado petrolero.

Tabla 3 Crudos de referencia

Tipo de Crudo	Grado API	Azufre	Yacimientos
WTI	39,6°	0,24%	EE.UU.
BRENT	38,06°	0,37%	Mar del Norte (Europa)
Cesta OPEP	44°-17°	0,37%- 1,74%	Venezuela, Iraq, Iran, Arabia Saudita, Qatar, Kuwait, Nigeria, Libia, Indonesia, Angola y Argelia
Arab Ligh	°	1,74%	Arabia Saudita
DUBAI	31°	2,04%	Golfo Pèrsico

Los grados API son una unidad de referencia creada por el Instituto Americano de Petr6leos (API) por sus siglas en ingl9s, que relacionan la densidad y viscosidad del crudo con la densidad y viscosidad del agua en condiciones est6ndares de 60° F y 1 atm de presi6n. En el presente trabajo se emplear6 ampliamente la unidad de grado API como unidad de clasificaci6n. Los crudos tienen una clasificaci6n especial seg6n su grado API, es as6 como se puede hablar de crudos, extraligeros, ligeros, medianos, pesados y extrapesados entre m6s

grande sea el grado API de un crudo menores requerimientos para su refinamiento tendrá este; esto implica que los crudos ligeros tienen un mayor valor comercial que los crudos pesados. En la tabla 4 se muestra la clasificación de crudos según los rangos de grado API establecidos por la API.

Tabla 4 Clasificación de crudo

Clasificación de crudo según grado api			
Crudo	Escala API	Densidad	Descripción
Ligero	30-40°	0.87 - 0.83 g/cm ³	Fácil transporte y extracción, ideal para refinar en combustibles y derivados.
Mediano	22-29.9°	0.92 - 0.87 g/cm ³	Fácil transporte y extracción, ideal para combustibles y derivados.
Pesado	10-21.9°	1.00 - 0.92 g/cm ³	Fácil transporte y difícil extracción, ideal para combustibles y derivados.
Extrapesado	Menos 10°	> 1.00 g/cm ³	Difícil transporte y difícil extracción, ideal para derivados.

9.1.2. Características del crudo.

Los Campos DINA se encuentran ubicados en la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) esta cuenca tiene un área aproximada de 21.513 km² con una disponibilidad de exploración de 9.439 km². A la fecha se han descubierto 38 pozos en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Los crudos de los pozos pertenecientes al valle superior del Magdalena tienen características específicas por formación y geología propia de la cuenca. Su contenido de materia orgánica se encuentra en un rango entre el 2% y el 12% lo cual se considera muy bueno y los crudos extraídos de la cuenca tienen un rango de grado API entre 12 API y 35 API.

9.1.3. Viscosidad de crudo

La viscosidad del crudo es un factor fundamental en el cálculo del proceso de deshidratación de crudo. Es ente caso en el cual se diseña un equipo transportable, que va a

estar operando bajo distintas condiciones y en diferentes campos, existe la posibilidad de tratar una amplia variedad de crudos con composiciones y características reológicas diferentes. Teniendo en cuenta esto, se decide trabajar con valores de densidades estándares de API que se dan en la publicación API 650 en unos rangos de crudo entre 15API y 35 API.

A partir de la densidad se puede calcular la viscosidad del crudo. Para el presente trabajo se analizaron varias opciones de modelos matemáticos para la obtención de un valor de viscosidad teórica. E utiliza la fórmula de *Alomair y Jumaa* para tener unos valores de viscosidad teórica para evaluar el funcionamiento del Gun Barrel transortable. A continuación se describe el modelo matemático de *Alomair y Jumaa*. Que presenta un modelo matemático simplificado para la viscosidad de crudos en un rango de temperaturas entre 20°C y 100°C.

$$\ln(\mu_o) = \hat{a} + \frac{\hat{b}}{T^2} + \hat{c}(\rho_o^2)\ln(\rho_o) \quad (1)$$

Donde:

$$\hat{a} = 10.76$$

$$\hat{b} = 275.3$$

$$\hat{c} = 107.8$$

$\rho_o = \text{Densidad del crudo}$

9.2. Emulsiones.

Las emulsiones son el producto de la mezcla de dos líquidos inmiscibles, donde uno de los líquidos, la fase dispersa está distribuida como gotas en otro líquido el cual es llamado la fase continua. La mayoría de las emulsiones comunes contienen esencialmente 3 fases que son dos líquidos inmiscibles entre ellos y un agente emulsificante. El agente emulsificante es una sustancia la cual se adjunta a los glóbulos de la fase dispersa por absorción, por lo cual la

emulsión es formada y en muchos casos estabilizada; otro factor influyente en la formación y estabilización de emulsiones es la agitación, ya que esta incrementa la energía libre del sistema.

Las dos fases que componen los líquidos inmiscibles forman la fase dispersa y la fase continua. La fase dispersa como su nombre lo indica se encuentra dispersa en la fase continua en forma de pequeñas gotas. Las emulsiones tienen características físico químicas diferentes a sus componentes, para el caso de estudio de este trabajo agua y aceite; esto quiere decir que la viscosidad y densidad de la emulsión no es la misma de la fase continua ni de la fase dispersa. La viscosidad de la emulsión suele ser mucho más alta que la viscosidad de la fase continua es decir que tenderán a ser más espesas y a presentar más resistencia a fluir que el agua o el aceite, cuando están recién formadas, las emulsiones tienen un aspecto espumoso debido a la presencia de burbujas de aire y gas que se insertan en la emulsión.

Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables, sin embargo, con la presencia del agente emulsificante adecuado y la energía suministrada por la agitación pueden estabilizarlas.

9.2.1. Clasificación de las emulsiones.

En el sector petrolero hay dos tipos generales de emulsión; aceite en emulsión de agua, gotas de aceite dispersa en agua (O/W), y agua en emulsión de aceite, gotas de agua dispersa en aceite (W/O); cualquier concentración de agua dispersa en el aceite o el de aceite dispersa en agua es posible; también se pueden formar emulsiones complejas tipo o/W/O ó w/O/W. En la industria petrolera a las emulsiones O/W se les denomina emulsiones normales o directas y a las emulsiones W/O se les denomina emulsiones inversas.

En las emulsiones directas, la fase dispersa es una sustancia lipófila conformada por aceites y grasas y la fase continua está conformada por una sustancia hidrófila generalmente conformada por agua y sedimento, el agua es generalmente agua salina y los sedimentos

están conformados mayormente por arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos disueltos. A la fase acuosa se le denomina normalmente **A&S** (agua y sedimento) ó **A&SB** (agua y sedimento básico)

En las emulsiones inversas la fase hidrófila se encuentra dispersa en la sustancia lipófila. Las emulsiones complejas implican dos fases dispersas y una fase continua. En las emulsiones tipo o/W/O se encuentra una fase lipófila dispersa en una fase acuosa que a su vez está dispersa en una fase lipófila. EN las emulsiones tipo w/O/W una fase hidrófila está dispersa en una fase lipófila que a su vez está dispersa en una fase acuosa.

Otro criterio de clasificación de las emulsiones es la estabilidad. Se denomina emulsiones duras a las soluciones altamente estables y que son difíciles de romper, generalmente por el reducido tamaño de las gotas de la fase dispersa. Las emulsiones suaves son inestables y fáciles de romper. La ilustración 1 muestra de manera esquemática los tipos de emulsiones que se pueden formar en el proceso de extracción de crudo.

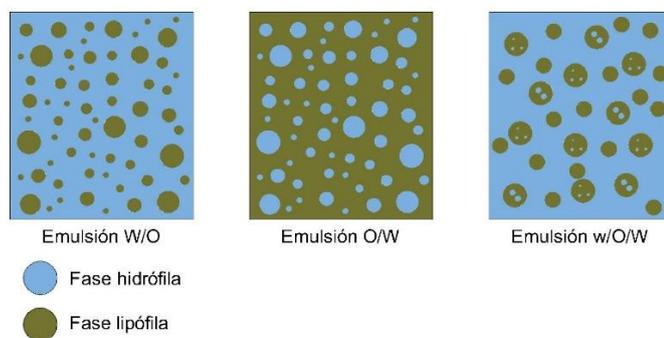


Ilustración 1 Tipología de las emulsiones. Fuente: Propia

9.2.2. Formación de emulsiones.

Al interior de los pozos de producción petrolera, la mezcla bifásica agua-crudo se mueve a una velocidad normalmente inferior a 1ft/día. Las velocidades al interior de un pozo no brindan las condiciones de agitación y aumento de energía libre apropiadas para la

formación de emulsiones. Es en los mecanismos de extracción donde las velocidades, turbulencias y presencia de gases generan condiciones favorables para la formación y estabilización de emulsiones.

En los pozos que usan el método de levantamiento por gas (Gas-Lift), la emulsión es formada principalmente en el punto de introducción del “Gas Lift” y en la boca del pozo y el equipo de superficie. Si la extracción es continua, la emulsión se formará en las válvulas de acceso a la tubería de salida; si la extracción no es continua, la emulsificación se producirá mayoritariamente en la boca del pozo y los equipos de superficie. La ilustración 2 se presenta un esquema de funcionamiento de un pozo con proceso de extracción Gas-Lift.

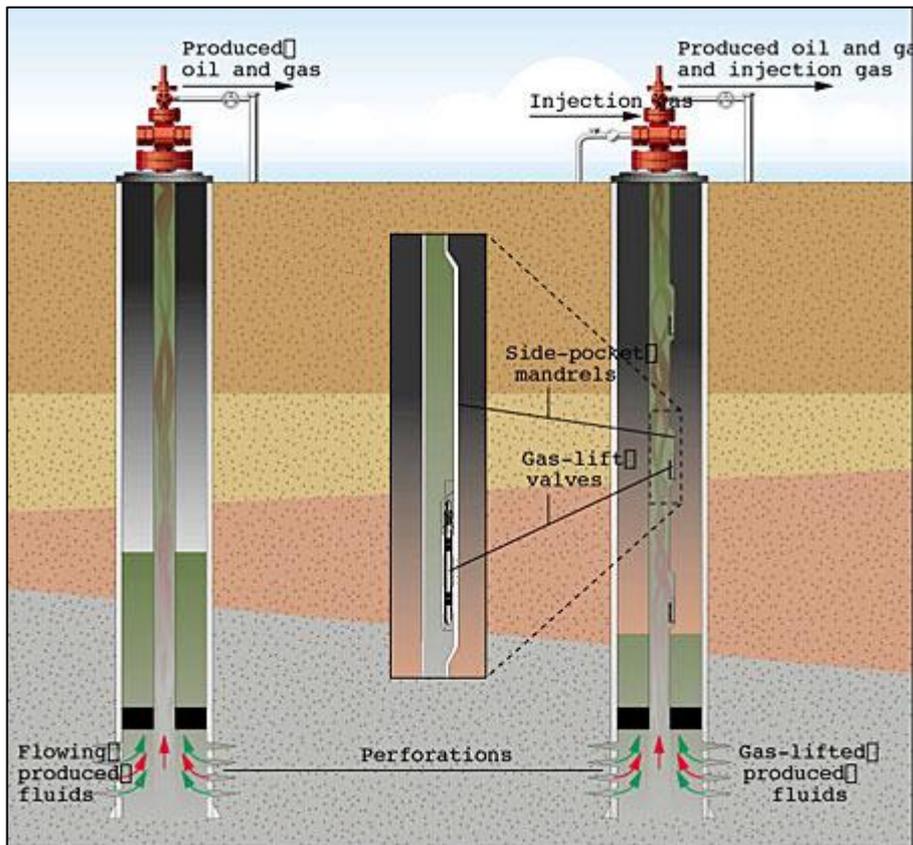


Ilustración 2 Esquema pozo petrolero. Fuente: 2013 schlumberger

9.2.3. Agentes emulsionantes.

Para la formación de emulsiones, además de la presencia de las dos fases inmiscibles y la agitación, se requiere la presencia de agentes emulsificantes que permiten la

estabilización de la mezcla reduciendo la tensión superficial entre las fases. Los agentes emulsificantes son diversos y se pueden clasificar de la siguiente manera:

- *Compuestos naturales surfactantes:* Son compuestos tales como asfaltenos y resinas, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles.
- *Sólidos:* Arena, Arcillas, esquistos, incrustaciones minerales, productos de corrosión, parafinas entre otros.
- *Químicos:* Inhibidores de corrosión, estimulantes, biocidas, limpiadores, humectantes entre otros.

Los agentes emulsificantes, pueden absorberse hasta la interfase de fases y formar una película que aporta una alta estabilidad. Los agentes emulsificantes aumentan la tensión interfacial y forman una barrera viscosa, que impide la coalescencia de las gotas de la fase dispersa. Los emulsificantes sólidos fortalecen la capa interfacial formada inicialmente por los agentes surfactantes estabilizando más la emulsión. En la ilustración 3 se representa la formación de una gota estable de agua en una emulsión W/O.

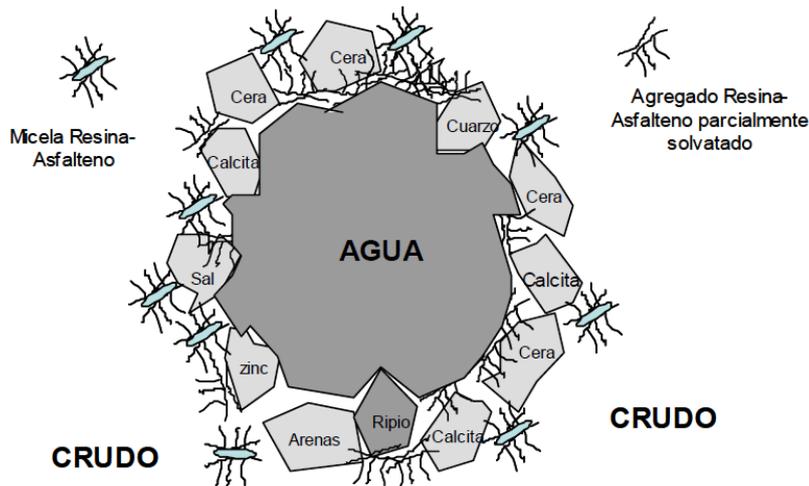


Ilustración 3 Representación de la estabilización de una gota de agua dispersa en una fase lipófila.

Fuente: Andérez J.M. 1984 Propiedades de los sistemas surfactante-agua-aceite: Influencia de la concentración de surfactante, Inf. Téc. FIRP N° 8404, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.

Los asfaltenos se componen de varios aromáticos polinucleares rodeados por colas de hidrocarburos, son compuestos no solubles alcanos, pero si en benceno y tolueno que afectan la calidad del crudo. El contenido de asfaltenos es el factor más importante en la formación de la emulsión W/O, aún en ausencia de los otros factores ya mencionados, los asfaltenos por si mismos son capaces de constituir las estructuras reticulares que forman las películas elásticas que estabilizan la emulsión.

9.2.4. Estabilidad de las emulsiones W/O

Existen varios factores que influyen en la estabilidad de una emulsión, los más importantes se listan a continuación:

- *Viscosidad de la fase continua:* Una alta viscosidad de la fase disminuye el coeficiente de difusión de la fase dispersa y esto reduce la probabilidad de colisiones entre gotas, evitando la formación de gotas de gran tamaño.

- *Diferencia de densidad:* La velocidad de sedimentación es proporcional a la relación de las densidades de las fases, por lo tanto, una gran diferencia de densidades entre la fase dispersa y la fase continua favorece la sedimentación y coalescencia de las gotas de agua dispersas.
- *Tamaño de la gota:* Un tamaño de gota inferior a 10 μ m facilita la formación de emulsiones duras.
- *Relación de volumen de fases:* Un alto volumen contenido de fase dispersa incrementa la probabilidad de colisión entre gotas y disminuye la estabilidad de la emulsión. Un contenido de agua entre el 30% y el 70% en emulsiones W/O.
- *Tamaño de la gota:* La velocidad de decantación de las gotas de agua dispersas es proporcional a su diámetro, es decir, entre más grandes sean las gotas dispersas mayor será la velocidad de precipitación y aumentará la probabilidad de colisiones entre gotas, esto hace menos estable la emulsión.
- *Envejecimiento de la emulsión:* La película reticular formada alrededor de las gotas de la fase dispersa tiende a aumentar su rigidez en un tiempo de 3 a 4 horas después de formada la emulsión, lo cual le confiere mayor estabilidad.
- *Temperatura:* La temperatura afecta la viscosidad de la fase dispersa y la adsorción de surfactantes naturales. Un aumento de temperatura disminuye la densidad de un fluid, esto reduce la estabilidad de la emulsión.

Tabla 5 Densidad y viscosidad de crudo en función de la temperatura

Temp. (°C)	Grado API				
	15	20	25	30	35
	Viscosidad de crudo (P)				
20	2435,571692	132,286	11,49759	1,48371	0,267
25	1580,967292	87,522	7,74081	1,01502	0,186
30	1150,540412	64,918	5,84252	0,77843	0,144
35	884,2836544	50,853	4,65695	0,63044	0,119

40	700,0895141	41,032	3,82342	0,52591	0,100
45	564,1694805	33,699	3,19502	0,44651	0,087
densidad de crudo API (g/cm ³)					
20	0,96310	0,93120	0,90130	0,87330	0,84690
25	0,95990	0,92800	0,89820	0,87010	0,84350
30	0,95680	0,92480	0,89500	0,86680	0,84010
35	0,95370	0,92170	0,89190	0,86360	0,83700
40	0,95060	0,91860	0,88860	0,86040	0,83360
45	0,94750	0,91550	0,88550	0,85720	0,83030

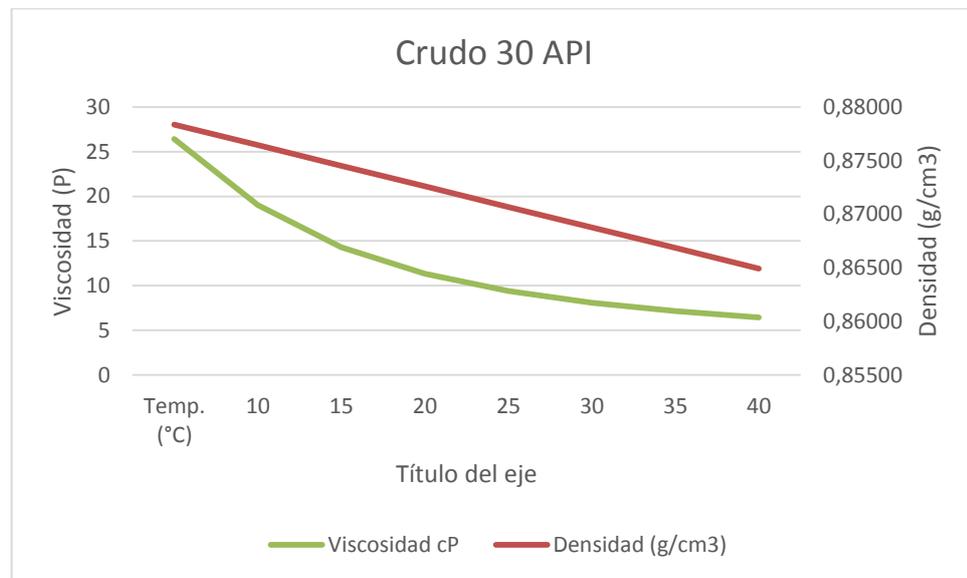


Ilustración 4 Viscosidad y densidad vs. Temperatura-crudo 30 API

- *pH*: La acidez de la emulsión afecta la estabilidad de la emulsión al afectar los mecanismos de formación y estabilización de la película interfacial.
- *Tipo de aceite*: Los crudos con base parafínica suelen formar emulsiones suaves, por su parte, los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones fuertes,

9.2.5. Rompimiento de emulsiones W/O

El rompimiento de las emulsiones es el proceso físico químico mediante el cual las gotas de la fase dispersa se separan de la fase continua. Este proceso se lleva a cabo en tres

etapas principales, floculación, precipitación y coalescencia. La ilustración 5 muestra gráficamente el proceso de rompimiento de las emulsiones.

La floculación es el acercamiento macroscópico de las gotas de agua dispersas en la emulsión. Este movimiento se produce por sedimentación gravitacional, este proceso se describe matemáticamente con las leyes de Stokes (ecuación 1) y Hadamard (ecuación 2), que parten de la idealización de gotas esféricas rígidas perfectas y, fases homogéneas y temperatura constante. Las leyes de Stokes y Hadamar describen sistemas con gotas dispersas con radios superiores a $5\mu\text{m}$ ya que para tamaños menores es necesario considerar el movimiento Browniano que es el movimiento aleatorio de las partículas pequeñas contenidas en un fluido y que compensa las velocidades muy pequeñas de sedimentación de partículas de diámetro inferior a $5\mu\text{m}$ contenidas en las emulsiones W/O. La floculación se puede favorecer con la presencia de polímeros antifílicos absorbibles en la interfase de las gotas ya que estas sustancias crean puentes entre las gotas por unión entre los mismos polímeros o entre el polímero y otros polímeros presentes en la emulsión.

$$V_s = f_s r_w^2 \quad (2)$$

$$f_s = \left(\frac{g}{9\mu_o} \right) (\rho_o - \rho_w) 2 \quad (3)$$

$$V_H = C_v V_s \quad (4)$$

$$C_v = \frac{\left[1 + \frac{\mu_o}{\mu_w} \right]}{\left[1 + \frac{2}{3} \frac{\mu_o}{\mu_w} \right]} \quad (5)$$

Donde:

$V_s =$ Velocidad de Stokes

$f_s =$ Factor de Stokes

V_H = Velocidad de Hadamard

C_v = Factor de Hadamar

g = Aceleración de la gravedad (cm/s^2)

μ_o = Viscosidad de la fase continua, crudo (cP)

μ_w = Viscosidad de la fase dispersa, agua (cP)

ρ_o = densidad de fase continua, crudo (g/cm^3)

ρ_w = densidad de fase dispersa, agua (g/cm^3)

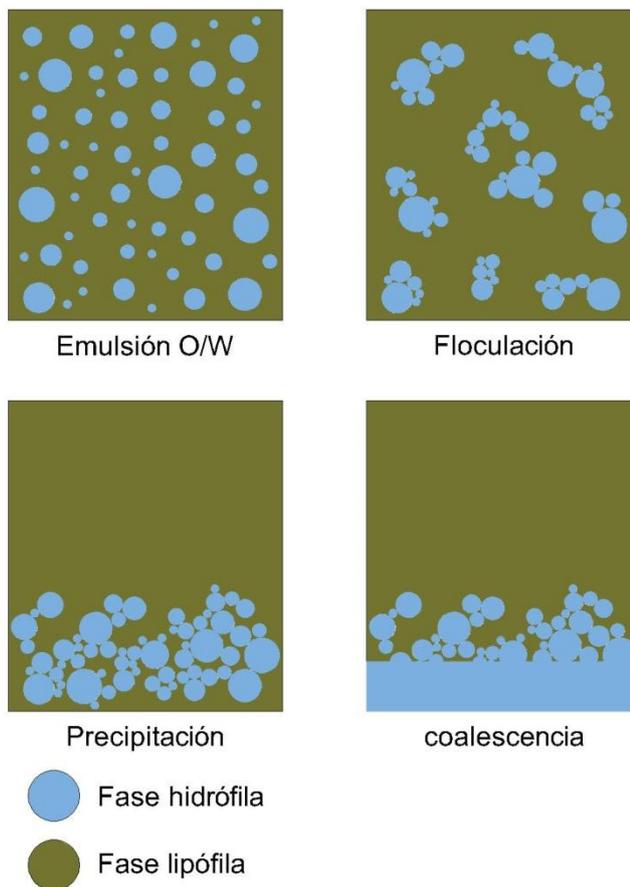


Ilustración 5 Rompimiento de emulsiones

La viscosidad es la propiedad más relevante en los procesos descritos por las leyes de Stokes y Hadamard, la viscosidad es una propiedad especialmente sensible a los cambios de

temperatura, en la ilustración 6 se presenta una gráfica del comportamiento del factor de Stokes respecto a la temperatura para varios grados API de crudo. El factor de Stokes es una magnitud directamente proporcional a la diferencia de densidad entre las fases e inversamente proporcional a la viscosidad de la fase continua. La temperatura de proceso de deshidratación de emulsiones W/O es un factor clave en la eficiencia del diseño de los procesos.

Luego de acercarse las gotas de fase hidrófila dispersas en el crudo, se produce una etapa de proceso denominada “drenaje de la película” que está relacionada con la presencia de agentes surfactantes y polímeros antifílicos que permiten la unión de las gotas de agua. La película formada por el acercamiento de las gotas genera una deformación en las gotas del orden de $0.1\mu\text{m}$ y tiene un espesor aproximado de 500\AA . El comportamiento de la película formada depende de las fuerzas que interactúan en la interfase, viéndose favorecidas por los fenómenos de agitación controlada y la convección térmica que generan un flujo entre las gotas que disminuye el espesor de la película.

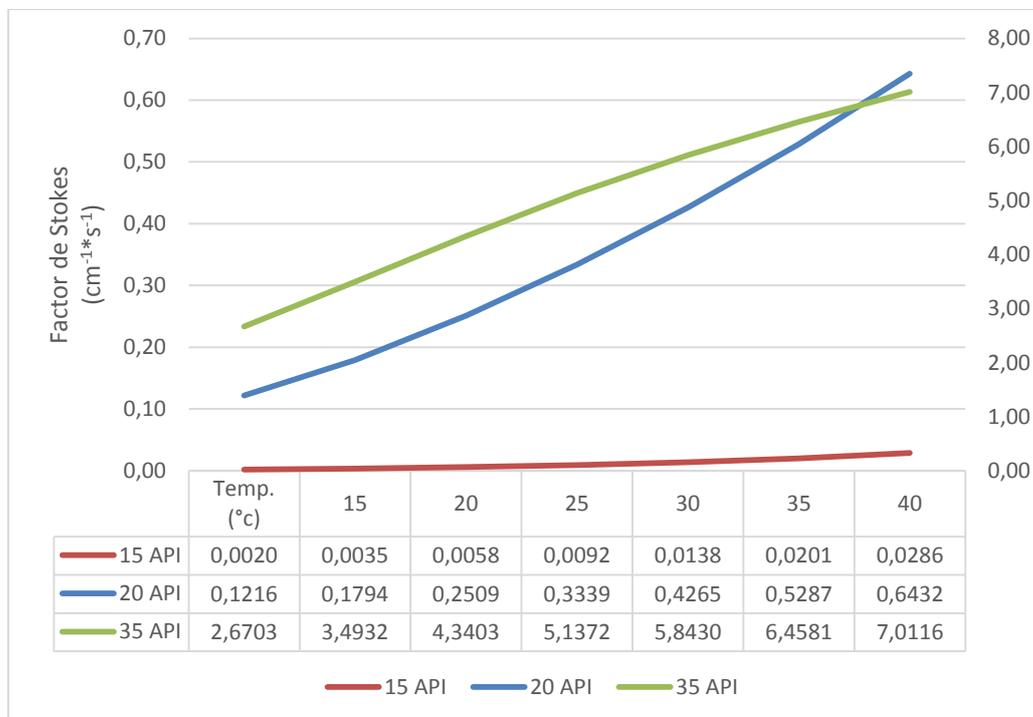


Ilustración 6 Variación de Factor de Stokes respecto a la temperatura

El “drenaje de la película” se ve afectado por factores diversos como una carga eléctrica que condiciona el acercamiento de las gotas dispersas, el fenómeno electroviscoso denominado “potencial de flujo” y la viscosidad interfacial.

El acercamiento de las gotas de agua en fase dispersa y el posterior drenaje de la película derivan en un adelgazamiento de la película que resulta en un espesor final localizado inferior a 100\AA lo cual genera un agujero en la película que permite la coalescencia. La coalescencia es un fenómeno físicoquímico irreversible mediante el cual dos gotas se unen para formar una sola gota. Si la película formada después del contacto tiene un espesor igual o superior a 100\AA se debe recurrir a la formulación físicoquímica de agentes deselmusificantes para favorecer el rompimiento de la película formada y favorecer la coalescencia.

9.3. Deshidratación.

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O).

Los tanques de lavado o comúnmente llamados “Gun Barrels”. Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua (colchón de agua) y la otra parte lo cubre el petróleo. Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo.

Seguidamente, la fase líquida desciende por el tubo desgasificador y entra a la zona del agua de lavado a través de un distribuidor, que se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. La emulsión fluye a través del agua en el interior del tanque de lavado siguiendo la trayectoria forzada por baffles internos que permiten incrementar el tiempo de residencia. El petróleo por ser más liviano que la emulsión asciende pasando a formar parte de la zona correspondiente al petróleo deshidratado.

Este proceso de deshidratación se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; por lo tanto, la eficiencia del mismo depende del control total de estas variables. Tienen un tiempo de residencia entre 3 a 36 horas. Entre los equipos más utilizados por la industria petrolera se mencionan los tanques de lavado de tipo helicoidal, los de tipo rasurado, concéntrico o araña.

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O)

9.4. Tanques deshidratadores (gun barrells)

Los tanques deshidratadores tipo Gun Barrel se clasifican en dos tipos, tanques deshidratadores horizontales y tanques deshidratadores verticales; estos tipos de tanques son

los de mayor uso en el mercado colombiano debido a la simplicidad de su diseño y fabricación; el presente trabajo toma como referencia los tanques deshidratadores verticales para el diseño de la solución ya que la simplicidad de diseño y fabricación implican menor costo de producción del equipo. Los tanques deshidratadores verticales están constituidos esencialmente de 7 partes (ver ilustración 8):

- *Línea de entrada:* es el tubo que conduce la emulsión del separador al tanque deshidratador.
- *Desgasificador:* Es un equipo que se ubica a la entrada del Gun barrel y que tiene como propósito separar la mayor cantidad de gotas de gas presentes en la emulsión; también sirve como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión.
- *Conducto:* reduce la velocidad de la emulsión y la lleva al fondo del equipo.
- *Distribuidor:* Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un esparcidor generalmente en el fondo del tubo conductor.
- *Cuerpo del tanque:* Es el cuerpo cilíndrico en el cual se lleva a cabo el proceso de deshidratación y que se encuentra dividido en dos secciones que determinan el volumen de lavado y el volumen operable.
- *Línea de salida del agua:* constituida por un sifón. Esta línea tiene dos propósitos; proporcionar una salida para el agua separada, y regular la altura del colchón de agua en el deshidratador.
- *Línea de salida del aceite:* que conduce el aceite limpio del tanque deshidratador a los tanques de almacenamiento.

El proceso de deshidratación que se lleva a cabo en un Gun Barrel sin calentamiento está dividido en varias etapas, la ilustración 7 presenta las etapas progresivas que tienen lugar en un Gun Barrel.



Ilustración 7 Proceso de deshidratación en un Gun Barrel

- *Desgasificado:* Al salir de los equipos de producción en pozo, la emulsión presenta burbujas de gas compuestas de gas natural, aire inyectado en pozo y otras sustancias que le confieren una consistencia esponjosa e incrementan la viscosidad de la emulsión. El proceso de desgasificación se lleva a cabo en un equipo ubicado a la entrada del Gun Barrel el cual mediante la expansión volumétrica y la ubicación de placas de impacto y difusoras generan los gradientes de velocidad necesarios para separar una gran cantidad de burbujas de gas.
- *Distribución:* Luego de la expansión y la desgasificación la emulsión pierde presión y disminuye su velocidad lineal hasta un valor máximo de 3ft/min para permitir la formación de un flujo laminar. La emulsión se dirige a un distribuidor ubicado en la parte inferior del tanque donde se distribuirá de manera uniforme a una velocidad máxima de 3 ft/min o 15 veces el valor de la velocidad golbular de ascensión del crudo en el volumen de lavado.

- *Lavado:* En un colchón de agua y agentes desemulsificantes presente en la parte inferior del cuerpo del tanque se lava la emulsión. El lavado se realiza pasando la emulsión por un volumen de fase hidrófila con el objetivo de aumentar el volumen de la fase dispersa y favorecer el proceso de rompimiento de la emulsión.
- *Deshidratado:* Después de lavar la emulsión que llega desde el pozo, se obtiene una emulsión W/O con una concentración de agua entre el 10% y el 30%, la separación de esta emulsión se lleva a cabo en el volumen operable del equipo.

El sistema de descarga del agua en los tanques deshidratadores está constituido por un sifón que funciona de la siguiente manera: el agua pasa a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar en un tubo ajustable.

La altura de la interfase se puede modificar cambiando la altura de este tubo ajustable. A través del tubo igualador se mantiene la misma presión en el sifón y el tratador. Por lo tanto, cualquier flujo del tratador al sifón depende solamente de los niveles mantenidos en el tratador.

Inicialmente, la altura de la columna en el tubo ajustable, será tal que su peso por unidad de área es igual a los pesos combinados por unidad de área del aceite y el agua en el deshidratador. Puesto que el agua es más pesada que el aceite, una columna de agua menor, equilibra una columna de agua y de aceite. Siendo el tubo ajustable se elevará la interfase aceite-agua. Al llegar a la cima del tubo ajustable, el agua se derrama a un tubo de descarga en el cual, al alcanzarse una determinada carga hidrostática se opera una válvula de descarga, que permite la salida del agua excedente, repitiéndose continuamente el ciclo.

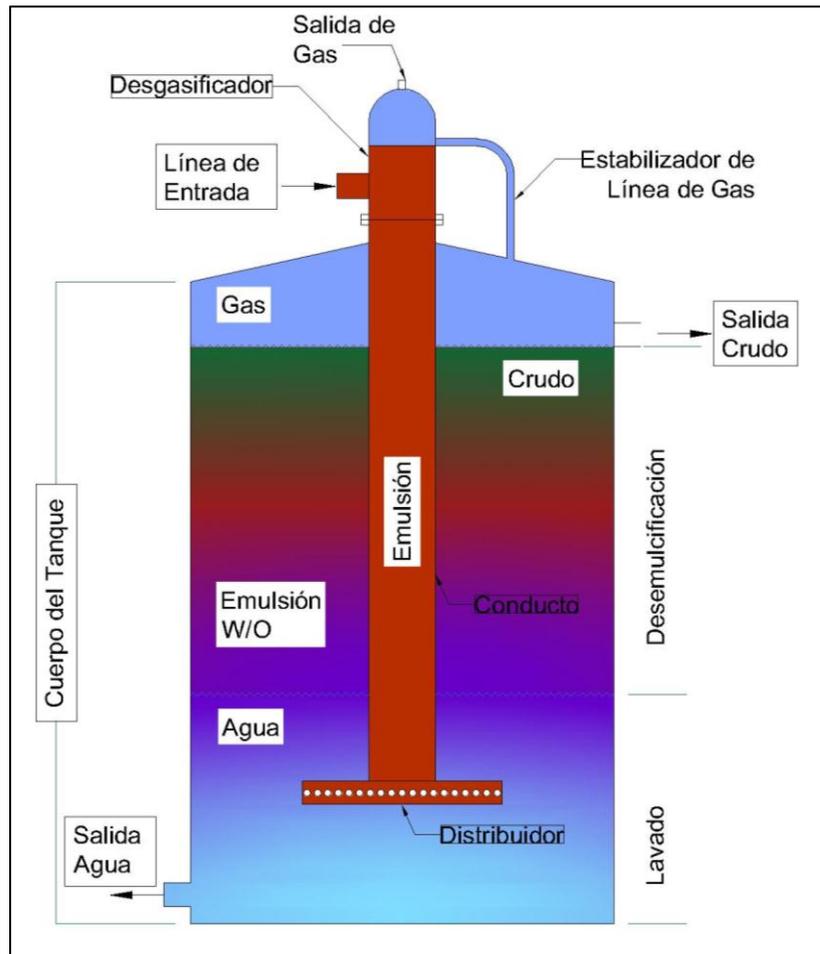


Ilustración 8 Esquema de Gun Barrel vertical

9.5. Diseño de Gun Barrel vertical transportable.

El desarrollo del diseño del equipo Gun Barrel transportable se realiza en varias etapas, utilizando diversos criterios de diseño y tratando de optimizar los modelos matemáticos en cada etapa. En una primera etapa se deben definir las dimensiones máximas del equipo, en una segunda etapa se debe realizar el diseño estructural de los elementos que conforman el equipo y en una tercera etapa se realiza la verificación de capacidad de proceso según las variables de proceso definidas. En la ilustración 9 se presenta un diagrama de las etapas de diseño de un Gun Barrel transportable.

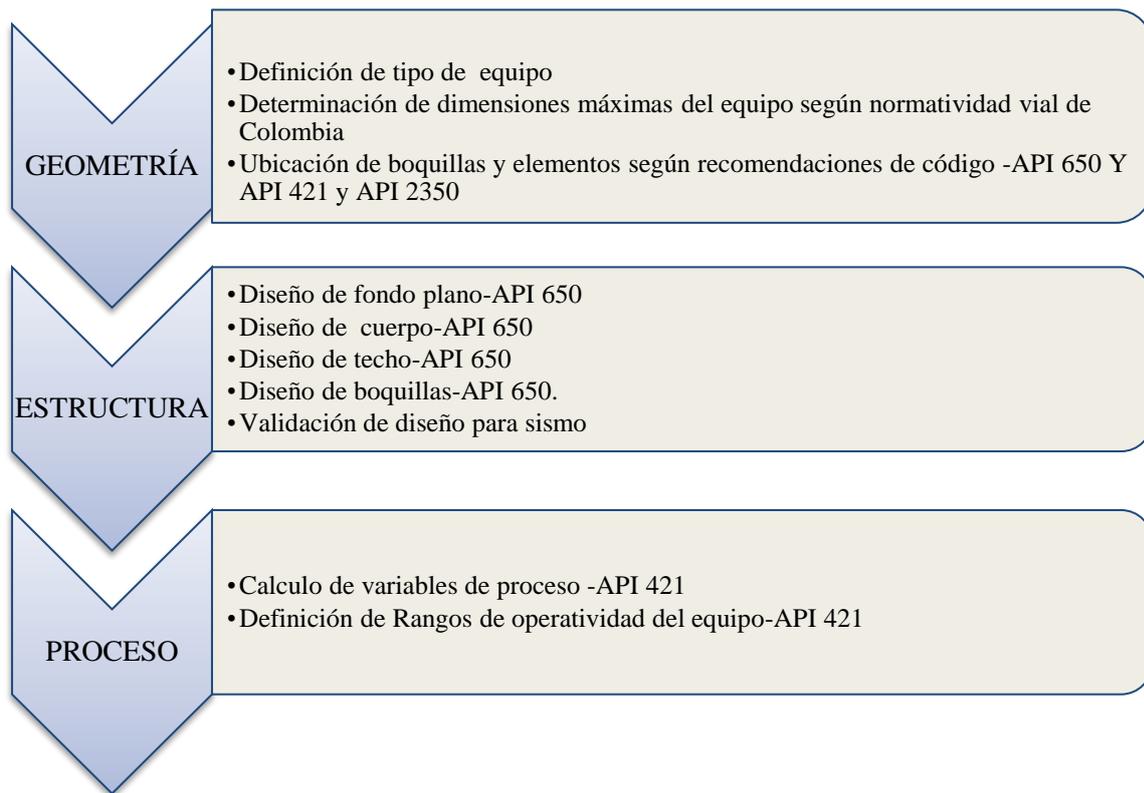


Ilustración 9 Etapas de diseño de Gun Barrel Transportable

El equipo a diseñar se trata de un Gun Barrel vertical transportable. Se trata de diseñar un tanque vertical para proceso de crudo que se ubicará en campos petroleros colombianos. Los criterios de diseño aplicados en Colombia para el diseño de equipos de proceso en campos y plantas hacen referencia a las normas y códigos emitidos por API y ASME, además, considerando que el equipo es transportable, se deberá tener en cuenta la normatividad colombiana para transporte de carga en carretera. Para el diseño de este tipo de equipos se usan los siguientes código y normas.

- API Standard 650 “Welded Tanks for Oil Storage”: Este estándar presenta los requerimientos para el diseño, cálculo y fabricación de tanques cilíndricos para almacenamiento de petróleo.

- API Publication 421 “Design and Operation of Oil-Water Separators”: Esta publicación presenta un marco teórico y recomendaciones para el cálculo de proceso de separados agua-crudo.
- API Recommended Practice 2350 “Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities”: Este documento recomienda los tipos y equipos de inspección y control que debe poseer un equipo de proceso o almacenamiento de petróleo.
- ASME b16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings: NPS 1/2 through NPS 24 Metric/Inch Standard: Esta norma indica los requerimientos geométricos y mecánicos para las bridas utilizadas en equipos para proceso y almacenamiento de petróleo.
- ASME/ANSI B16.11 - 2001 - Forged Steel Fittings, Socket-Welding and Threaded: Esta norma indica los requerimientos geométricos y mecánicos para los elementos de acero forjado utilizados en equipos para proceso y almacenamiento de petróleo.
- Resolución 4959 de 2006 del Ministerio de Transporte: Por la cual se fijan los requisitos y procedimientos para conceder los permisos para el transporte de cargas indivisibles extrapesadas y extradimensionadas, y las especificaciones de los vehículos destinados a esta clase de transporte.
- La resolución 004100 de 2004 del Ministerio de Transporte: Por la cual se adoptan los límites de pesos y dimensiones en los vehículos de transporte terrestre automotor de carga por carretera, para su operación normal en la red vial a nivel nacional.

10. DISEÑO DE GUN BARREL TRANSPORTABLE

10.1. Geometría.

10.1.1. Tipo de equipo.

Teniendo en cuenta los parámetros de cálculo del estándar API 650 y las prácticas de diseño convencionales se define que el cuerpo del Gun Barrel Transportable será un tanque cilíndrico recto con fondo plano y techo cónico fijo. El fondo plano es una opción apropiada para tanques transportables ya que reduce los requerimientos de estructura de soporte de los mismos y al no utilizar rápido y la probabilidad de explosión por gases se reduce mediante la implementación de sistemas de control elementos de apoyo adicionales reduce los costos de fabricación e instalación. Por su parte el techo cónico fijo es apropiado para este tipo de equipos ya que presentan eventos de vaciado.

10.1.2. Dimensiones máximas

La resolución 004100 de 2004 del Ministerio de Transporte establece las dimensiones máximas de los vehículos de carga que circulan por el territorio colombiano. El artículo 7° de dicha norma presenta una tabla de dimensiones máximas según una designación de tipo de vehículo en la cual se establece que la altura máxima para todos los vehículos es de 4.40m; dicho valor corresponde a la limitación física presentada por la altura mínima libre establecida para los puentes y otros elementos horizontales que cruzan por vía aérea las carreteras y vías de Colombia que es de 4.6m dejando 0.2m como factor de seguridad para compensar los movimientos verticales de los vehículos en movimiento, además de una longitud máxima de remolque de 18m sin incluir el tiro.

Por su parte la resolución 4959 de 2006 del Ministerio de Transporte (Por la cual se fijan los requisitos y procedimientos para conceder los permisos para el transporte de cargas indivisibles extrapesadas y extradimensionadas, y las especificaciones de los vehículos destinados a esta clase de transporte.) define:

“Carga Indivisible. Carga que por sus características no puede ser fraccionada para su transporte”.

“Carga Extradimensionada. Carga indivisible que excede las dimensiones de la carrocería de los vehículos convencionales homologados por el Ministerio de Transporte para la movilización de carga en tránsito normal por las vías públicas”.

El artículo 6° de la resolución 4959 de 2006 del Ministerio de Transporte literal B establece 4 rangos de carga extradimensionada definida por la Anchura de la carga. El rango 1 es la carga con un ancho superior a 2.6m e inferior o igual a 3.0m El rango 2 es la carga con un ancho superior a 3.0m e inferior o igual a 3.3m El rango 2 es la carga con un ancho superior a 3.3m e inferior o igual a 3.6m El rango 2 es la carga con un ancho superior a 3.6m. Se establecen los requisitos legales para la expedición de permisos de circulación de carga extradimensionada según el tipo, siendo la carga de tipo 4 la que mayores requisitos, trámites y requerimientos técnicos debe cumplir.

Para el diseño del Gun Barrel se establece como límites dimensionales de diseño una anchura máxima de 3.6m siempre y cuando no se supere una altura de 4.4m total del equipo sobre el vehículo de carga. Esto con el fin de manejar unas dimensiones máximas y unos costos de operación de transporte razonables.

Según criterios de transporte de carga, se define una longitud máxima de 15m para el equipo, esta se mide desde la parte externa del fondo plano hasta la cara de la brida ubicada en la parte central del techo cónico. A pesar de que la legislación colombiana permite una longitud

máxima de remolque de 18m, se define esta longitud, para el Gun Barrel Transportable en 15m con el propósito de dejar espacio para el transporte de otros elementos que no hacen parte del cuerpo principal del equipo, como el desgasificador, escaleras, barandas, anclajes,

equipo de montaje entre otros. La ilustración 10 muestra un Gun Barrel de cuerpo con un diámetro de 3.6m y 15m de altura en un equipo de transporte tipo cama baja expandible.

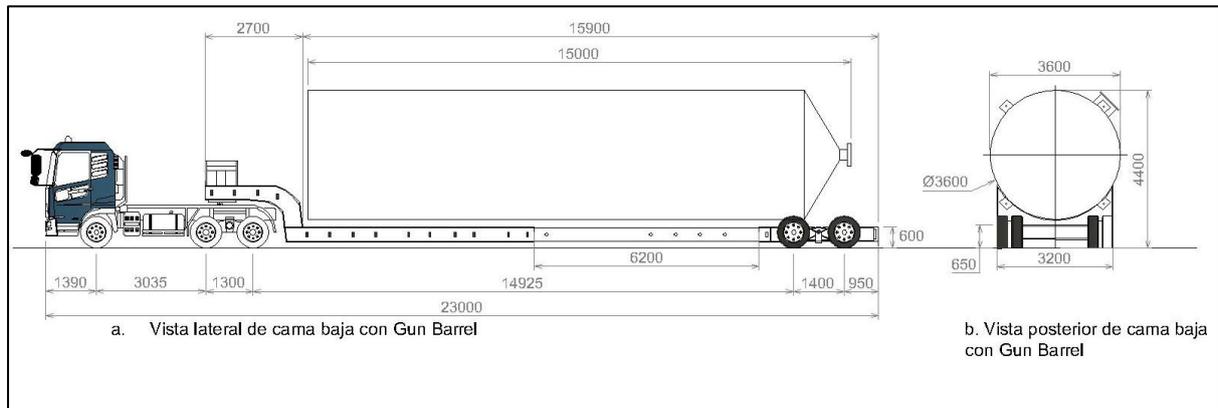


Ilustración 10 Dimensionamiento de Gun Barrel Transportable

10.1.3. Boquillas

El equipo posee tres boquillas de proceso principales, entrada (inlet), salida de agua (Water outlet) y salida de crudo (oil outlet), estas tres boquillas condicionan la operatividad del equipo ya que determina los volúmenes operables reales. Igualmente tiene un manhole para permitir la inspección y el mantenimiento interno del equipo.

10.1.3.1. Entrada.

La boquilla de entrada de crudo debe ser dimensionada teniendo en cuenta el flujo estándar para el que será diseñado el equipo, la velocidad máxima del fluido de trabajo y los factores de seguridad por sobre flujo en la línea ya que el flujo no es constante y el flujo nominal hace referencia al flujo medio por día.

La publicación API 421 recomienda que el valor máximo de velocidad del fluido (V_f) al entrar en el separador es el menor entre 3 ft/min ó 15 veces el valor de la velocidad de ascenso (V_t) globular para el crudo. Esta relación se utilizará para dimensionar el diámetro del flume o desgasificador a la entrada del equipo que servirá para disminuir la turbulencia de entrada del crudo al equipo.

$$A_{N1} = \frac{F}{V_i} \quad (6)$$

10.1.3.2. Salida.

Las boquillas de salida de crudo y agua se definen en 6 NPS ya que este es el diámetro de la línea de proceso a la cual estará conectado el equipo inicialmente.

La salida de agua está ubicada en la parte inferior del tanque a una altura de 350mm sobre el nivel +N0.0, esta medida se ajusta al requerimiento de **API 650 5.7.2.3** que define la altura mínima de las boquillas respecto al fondeo del tanque según figura 5.8 y tabla 5.6a. La altura de la boquilla deja un volumen de seguridad para sedimentación $3.53m^3$.

La salida de crudo se define en un 6 NPS y se ubica según las indicaciones de **API 2350** (Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities); este código da recomendaciones de uso seguro de los equipos definiendo los límites de trabajo y los tiempos de respuesta requeridos para prevenir incidente por excesos en los equipos de la facilidad. **API 2350 B.2.2** establece que, para tanques de techo cónico fijo, se debe tener una capacidad de operación máxima del 90% de la capacidad total del tanque, por este motivo la boquilla será ubicada a una altura correspondiente al 90% de la altura total de la parte cilíndrica del equipo ($H_c=14.638m$)

$$H = 0.9H_c \quad (7)$$

$$H_{N3} = 13.174m$$

Donde

$H =$ Altura conexión N3

$H_c =$ Altura del cuerpo

- **Manhole:**

El numeral 5.7 del código API 650 contempla y exige la instalación de una abertura para acceso al tanque. Se estipula que la abertura debe tener un diámetro interno mínimo de 500mm y máximo de 900mm, estandarizando 4 tamaños (500mm-600mm-750mm-900mm). Se incluirá un Manhole de 600mm en el cuerpo al equipo diseñado en este trabajo.

10.1.3.3. Boquillas auxiliares.

Con el fin de garantizar la operatividad y seguridad del equipo y siguiendo las recomendaciones de **API 2350** se disponen las siguientes boquillas auxiliares:

Drenaje: se debe colocar una boquilla de drenaje que permita evacuar todo el líquido del equipo en los casos de mantenimiento, inspección o movimientos, un drenaje de 2 NPS es apropiado para el equipo, ya que es un diámetro que permite el flujo de lodos y sólidos.

Vertedor de Espuma: Como se ha explicado en los capítulos anteriores, la emulsión contiene aire, agentes emulsificantes, parafinas, lodos y se trata con agentes desemulsificadores detergentes, todo esto acompañado de la agitación produce espuma durante el proceso de deshidratación. La espuma se acumula en la parte superior del equipo y debe ser evacuada para que no contamine el crudo deshidratado.

Interruptores de nivel: Los procesos en la industria actual tienden a ser automatizados o controlados mediante sistemas electrónicos. Se ubica una conexión de 4 NPS en el techo del equipo para la instalación de una sonda de nivel multifásico que debe contar con las alarmas de nivel apropiadas para mantener el volumen de lavado entre 250% y 40%, según lo requiera el sistema y una señal de sobre nivel en caso tal de que el flujo de entrada sobre pase la capacidad de proceso del equipo, una señal para el exceso de formación de espuma. Adicional a esto se instala una conexión de 3 NPS a una altura del 95% de la altura total del equipo para una señal de nivel para cerrado de válvula de salida de crudo y apertura de válvula de salida de agua.

Válvula de sobre presión: Se instala en el techo una conexión de 2 NPS para la instalación de una válvula de alivio de presión en caso de que la acumulación de gases llegue al 90% de la presión de diseño del equipo. La válvula de alivio debe estar conectada con la conexión de la salida del desgasificador para evitar la emisión de gases a la atmósfera.

Thief Hatch: Se instala una conexión de 8 NPS en el techo para la instalación de un equipo de protección contra sobre presiones y vacíos que debe estar calibrado entre la presión de vacío mínima y 1.1 veces el valor de la presión de diseño.

“Manhole”: Se ubica una conexión de 18 NPS en el techo del equipo, esta conexión sirve para la inspección y mantenimiento del equipo.

Toma muestras: Se instalan 5 conexiones de 1 1/2 NPS para la toma de muestras, se ubica una en la zona del volumen de lavado, y tres a diferentes alturas del volumen de deshidratado.

10.2. Estructura.

El diseño estructural del equipo se realiza siguiendo los lineamientos de API 650. Existen unos parámetros de diseño que gobiernan el cálculo de los elementos de los elementos que componen el equipo. En la tabla 6 se tabulan los parámetros de entrada de diseño que se consideran para el cálculo del Gun Barrel transportable.

Tabla 6 Parámetros de diseño de Gun Barrel Transportable

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	DATO
CÓDIGO DISEÑO		API 650
PRESIÓN DE DISEÑO INTERNA	Kpa (PSI)	6.894 (1)
PRESIÓN DE DISEÑO EXTERNA	Kpa (PSI)	3.447 (0.5)
MÍNIMA		
TEMPERATURA DE DISEÑO	°C	0
MÁXIMA		
TEMPERATURA DE DISEÑO	°C	60

TIPO DE TANQUE		TANQUE AUTOSOPORTADO CON TECHO CÓNICO
SERVICIO TANQUE		GUN BARREL
CA CUERPO		1
ZONA SÍSMICA		ZONA-C
RADIOGRAFÍA		10% TOPE
LIMPIEZA INTERNA		N/A
LIMPIEZA EXTERNA		SSPC-SP6 SAND BLASTING
PRODUCTO MANIPULADO		EMULSIÓN CRUDO-AGUA
PRESIÓN PRUEBA H	Kpa (PSI)	8.963 (1.3)

10.2.1. Diseño y cálculo de tanque.

El tanque se diseña bajo los parámetros y metodología de diseño solicitada por API 650, se consideran 3 componentes principales del tanque que son, el techo, el cuerpo y el fondo plano. Se hace una formulación en Microsoft Excel para el cálculo de los 3 componentes principales del tanque, a continuación, se muestran los cálculos realizados. Se tomó como material base el ASTM A36 debido a su costo y disponibilidad en el mercado interno en los espesores en los cuales se necesita para fabricar el equipo y que son permitidos por la API 650.

En la tabla 7 se presenta un resumen de los espesores principales calculados para los 4 elementos básicos del Gun Barrel.

Tabla 7 Espesores elementos principales

ITEM	ELEMENTO	MATERIAL
CUERPO	LÁMINA 6mm	ASTM-A36
TECHO	LÁMINA 4.5mm	ASTM-A36
FONDO	LÁMINA 9mm	ASTM-A36
UNIÓN TECHO	PERFIL L 4"X4"X1/4" A36	ASTM-A36



DISEÑO DE FONDO

PLACA DE FONDO

MATERIAL:	A-36
LÍMITE DE FLUENCIA:	250 MPA
FLUENCIA DE DISEÑO:	160
FLUENCIA PRUEBA HIDROSTÁTICA:	171

PLACA DE FONDO

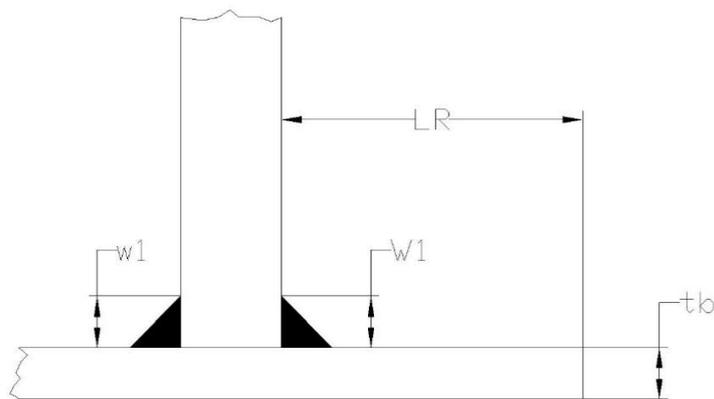
$$t_b = 9 \text{ mm}$$

ANILLO ANULAR

$$L = 2t_b \sqrt{\frac{F_Y}{2\gamma GH}} \quad \text{POR 5.5.2}$$

$$L = 20,792087 \text{ mm}$$

SOLDADURA



$$L_R = 50 \text{ mm} \quad \text{POR 5.4.2}$$

$$w_1 = 6$$

Junta
Del Primer Anillo del Casco
a Anillo Anular



DISEÑO DE TECHO

TECHO - CONO AUTOSOPORTADO POR 5.10.5

MATERIAL:	A-36
LÍMITE DE FLUENCIA:	250 MPA
FLUENCIA DE DISEÑO:	160
ESPEJOR PROPUESTO:	9 mm
ÁNGULO CONO (θ):	25
DL=	18,03 KN

COMBINACION DE CARGAS - GRAVEDAD POR 5.2.2. e(1)(2)

$$B = U$$

$$B_1 = D_L + L_R + 0,4P_e$$

$$B_1 = 18,77 \text{ kPa}$$

$$B_2 = D_L + 0,4L_R + P_e$$

$$B_2 = 18,32 \text{ kPa}$$

$$B = 18,77 \text{ kPa}$$

ESPEJOR DE PLACA POR 5.10.5.1

$$t_{c1} = \frac{D}{4,8 \sin \theta} \sqrt{\frac{B}{2,2}} + CA$$

$$t_{c1} = 8,92 \text{ mm}$$

$$t_{c1} = \frac{D}{5,5 \sin \theta} \sqrt{\frac{U}{2,2}} + CA$$

$$t_{c2} = 7,91 \text{ mm}$$

$$t_c = 8,92 \text{ mm}$$

CUMPLE

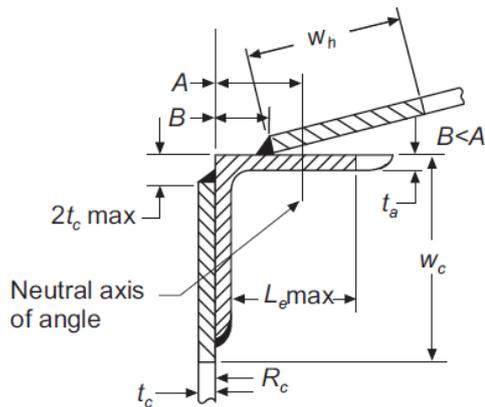


JUNTA POR F3

$$A = \frac{200D^2 \left(P_i - \frac{0,00127D_{LR}}{D^2} \right)}{F_y(\tan \theta)} \quad \text{POR F.5.1}$$

A= 1459,5436 mm²

Aa= 1981,7259 mm²
CUMPLE



Wh= 72,60

A= 14,90

B= 12,00

Le= 45,65

Wc= 118,55

ta= 6,35

R2= 6,51

Wh1= 72,60

Angulo= 2x2x1/4

Detail c

PRESIÓN MÁXIMA DE TRABAJO

$$P = \frac{AF_Y \tan \theta}{200D^2} + \frac{0,00127D_{LR}}{D^2} \quad \text{POR F.4.1}$$

P= 24,439605

PRESIÓN DE FALLO

$$P_f = 1,6P - \frac{0,000746D_{LR}}{D^2} \quad \text{POR F6}$$

Pf= 39,102924



DISEÑO DE CUERPO POR 5.6

CUERPO

MATERIAL:	A-36
LÍMITE DE FLUENCIA:	250 MPA
FLUENCIA DE DISEÑO:	160
FLUENCIA PRUEBA HIDROSTÁTICA:	171

DISEÑO DEL CASCO (CUERPO)

MÉTODO DEL PÍE

$$t_d = \frac{4,9D(H - 0,3)G}{S_d} + CA \quad \text{POR 5.6.3.2}$$

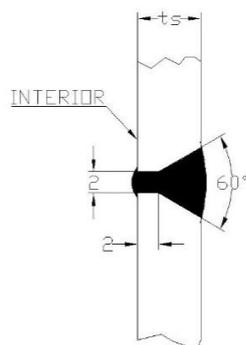
$$t_d = 3,01 \text{ mm}$$

$$t_t = \frac{4,9D(H - 0,3)}{S_t} \quad \text{POR 5.6.3.2}$$

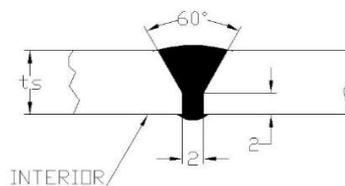
$$t_t = 1,88 \text{ mm}$$

$$t_s = 6 \text{ mm}$$

SOLDADURA POR 5.1.5



Junta
Horizontal de
Láminas del Casco



Junta
Vertical de
Láminas del Casco

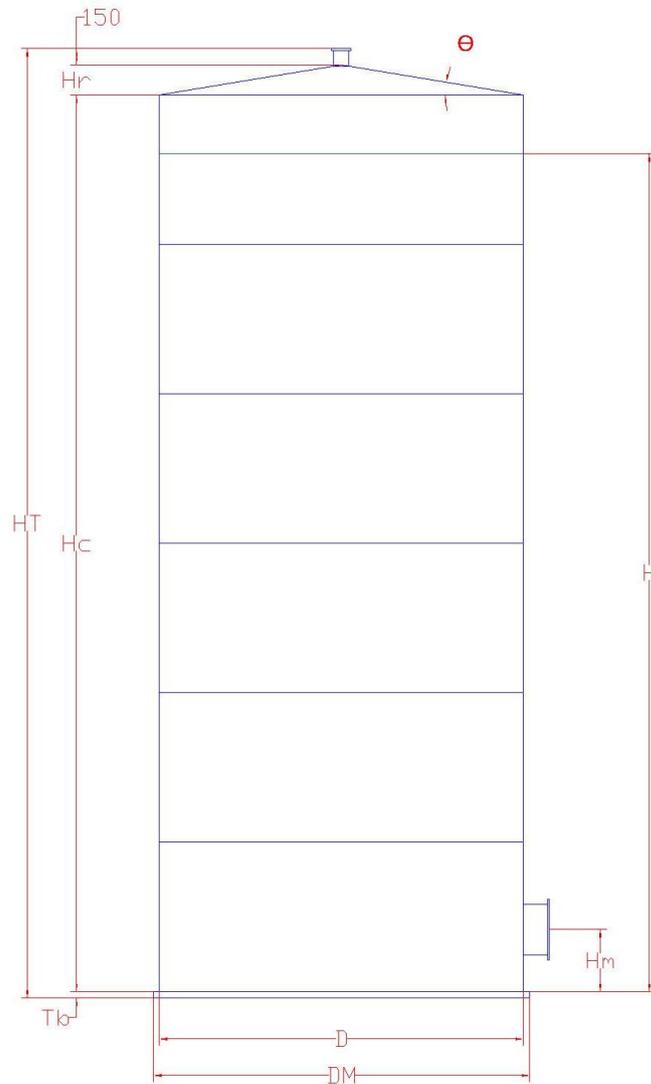


CÁLCULO DE TANQUE - POR API 650

HT= 15
Hc= 13,58 m
H= 12,22 m
DM= 3,6 m
D= 5,5 m
Hm= 0,5 m
Dm= 0,6 m
CA= 1 mm

Pi= 18 kPa
Pe= 0,25 kPa
Lr= 1 kPa
Hr= 1,16 m

HT: Atura total tanque
Hc: Altura del cuerpo
H: Altura operable
DM: Diámetro máximo
D: Diámetro externo cuerpo
Hm: Altura del manhole
Dm: Diámetro manhole
CA: Factor de corrosión
Tb: Espesor de placa base
Hr: Altura del techo
 θ : Ángulo del techo



10.2.2. Diseño y cálculo de boquillas

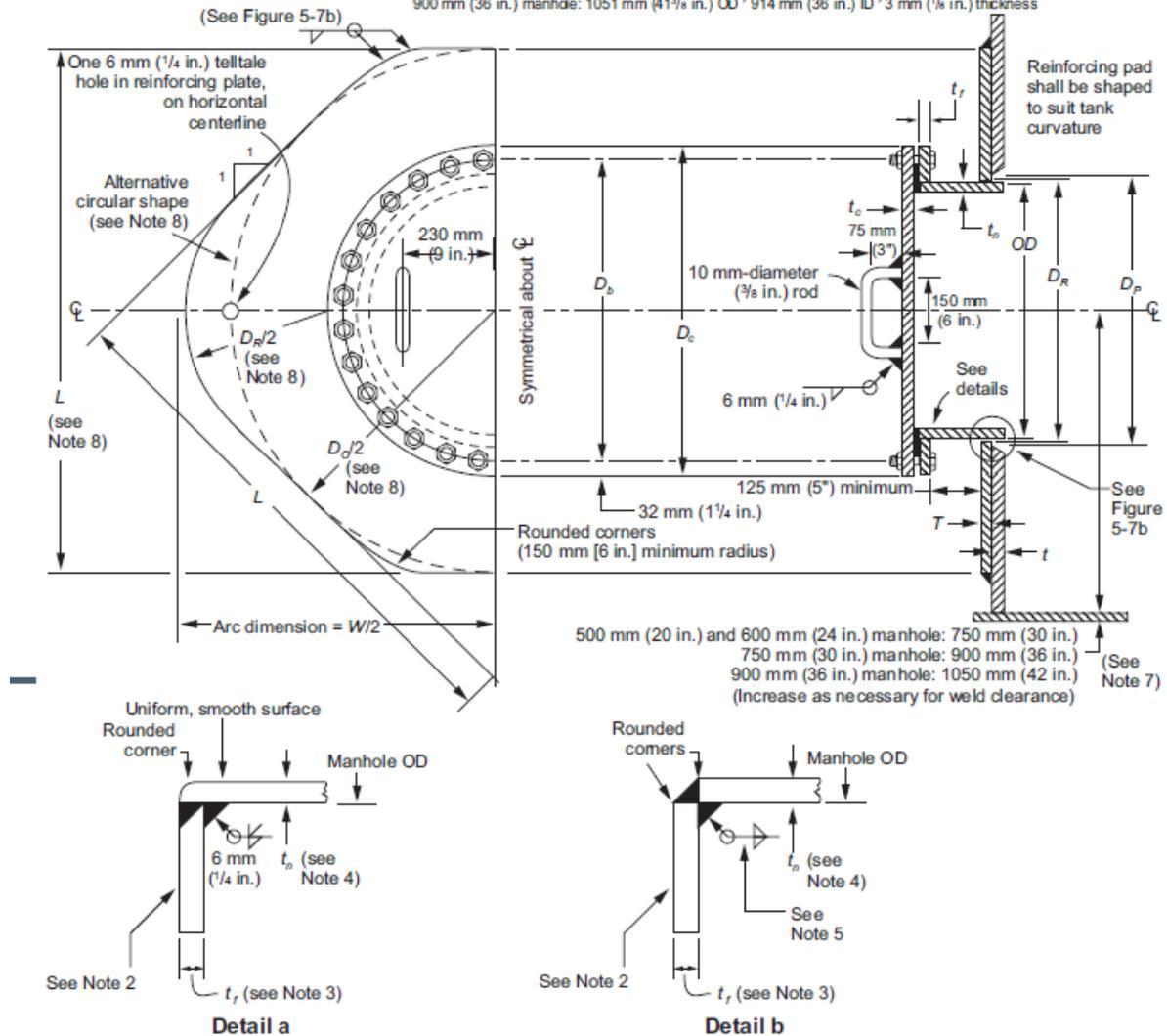
10.2.2.1. Boquillas del cuerpo

Manhole.

500 mm (20 in.) and 600 mm (24 in.) shell manholes: twenty-eight 20 mm-diameter ($\frac{3}{4}$ in.) bolts in 23 mm ($\frac{7}{8}$ in.) holes
 750 mm (30 in.) and 900 mm (36 in.) shell manholes: forty-two 20 mm-diameter ($\frac{3}{4}$ in.) bolts in 23 mm ($\frac{7}{8}$ in.) holes
 (Bolt holes shall straddle the flange vertical centerline.)

Gasket (see Note 1):

500 mm (20 in.) manhole: 645 mm (25 $\frac{1}{8}$ in.) OD ' 508 mm (20 in.) ID ' 3 mm ($\frac{1}{8}$ in.) thickness
 600 mm (24 in.) manhole: 746 mm (29 $\frac{3}{8}$ in.) OD ' 610 mm (24 in.) ID ' 3 mm ($\frac{1}{8}$ in.) thickness
 750 mm (30 in.) manhole: 899 mm (35 $\frac{3}{8}$ in.) OD ' 762 mm (30 in.) ID ' 3 mm ($\frac{1}{8}$ in.) thickness
 900 mm (36 in.) manhole: 1051 mm (41 $\frac{3}{8}$ in.) OD ' 914 mm (36 in.) ID ' 3 mm ($\frac{1}{8}$ in.) thickness



NOTES

- Gasket material shall be specified by the Purchaser. See 5.7.5.4.
- The gasketed face shall be machine-finished to provide a minimum gasket-bearing width of 19 mm ($\frac{3}{4}$ in.).
- See Table 5.3a and Table 5.3b.
- See Table 5.4a and Table 5.4b.
- The size of the weld shall equal the thickness of the thinner member joined.
- The shell nozzles shown in Figure 5.8 may be substituted for manholes.

- The minimum centerline elevations allowed by Table 5.6a, Table 5.6b, and Figure 5.6 may be used when approved by the Purchaser.
- For dimensions for OD , D_R , D_o , L , and W , see Table 5.6a and Table 5.6b, Columns 2, 4, 5, and 6. For Dimension D_p see Table 5.7a and Table 5.7b, Column 3.
- At the option of the Manufacturer, the manhole ID may be set to the OD dimension listed in Table 5.6a and Table 5.6b, Column 2. Reinforcement area and weld spacing must meet 5.7.2 and 5.7.3 requirements respectively.

Ilustración 11 Diseño de Manhole de cuerpo

Fuente: API 650 Figura 5.7a - Shell Manhole

Tabla 8 Medidas para tapa de manhole

Fuente: API 650 Tabla 5.3a – Thickness of Shell Manhole Cover Plate and Bolting Flange (SI)

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6	Column 7	Column 8	Column 9	Column 10
Max. Design Liquid Level m H	Equivalent Pressure ^a kPa	Minimum Thickness of Cover Plate ^b (t_c), mm				Minimum Thickness of Bolting Flange After Finishing ^b (t_f), mm			
		500 mm Manhole	600 mm Manhole	750 mm Manhole	900 mm Manhole	500 mm Manhole	600 mm Manhole	750 mm Manhole	900 mm Manhole
5.2	51	8	10	11	13	6	6	8	10
6.7	66	10	11	13	14	6	8	10	11
8.0	78	10	11	14	16	6	8	11	13
9.9	97	11	13	16	18	8	10	13	14
11.1	109	13	14	16	19	10	11	13	16
13.4	131	13	14	18	21	10	11	14	18
16.1	158	14	16	19	22	11	13	16	19
18.6	182	16	18	21	24	13	14	18	21
22.9	224	18	19	24	25	13	14	18	24

^a Equivalent pressure is based on water loading.
^b For addition of corrosion allowance, see 5.7.5.2.
^c Cover Plate and Flange thickness given can be used on Manholes dimensioned to ID or OD.
 NOTE See Figure 5.7a.

Tabla 9 Dimensiones de brida de manhole

Fuente: API 650 Tabla 5.5a – Fuente: API 650 Tabla 5.3a – Thickness of Shell Manhole Cover Plate and Bolting Flange (SI)

Dimensions in millimeters

Column 1	Column 2	Column 3
Manhole Diameter OD	Bolt Circle Diameter D_b	Cover Plate Diameter D_c
500	667	730
600	768	832
750	921	984
900	1073	1137

NOTE See Figure 5.7a.

La ilustración 11 muestra el diseño de una conexión tipo “Manhole” para instalar en el cuerpo cilíndrico de un tanque diseñado bajo el estándar API 650. Las tablas 8 y 9 contienen las medidas básicas para la construcción de la conexión.

Boquillas: el estándar API 650 en el capítulo **5.7 Shell Openings** da los requerimientos para la instalación de boquillas, Las ilustraciones 12,13 y 14 muestran los elementos pertenecientes a la boquilla y su unión al tanque.

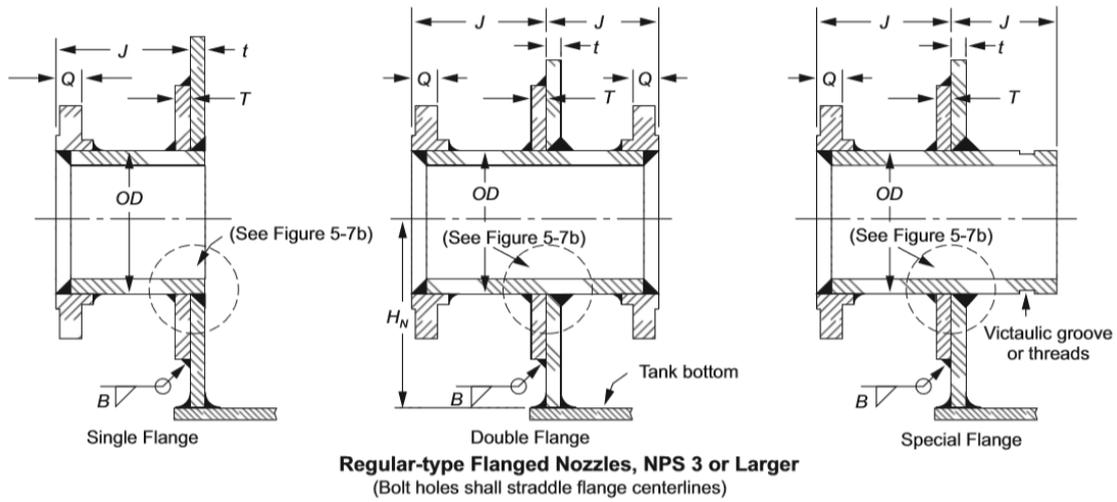


Ilustración 12 diseño de boquillas 3 NPS y superior

Fuente: API 650 Figura 5.8 - Shell Nozzles

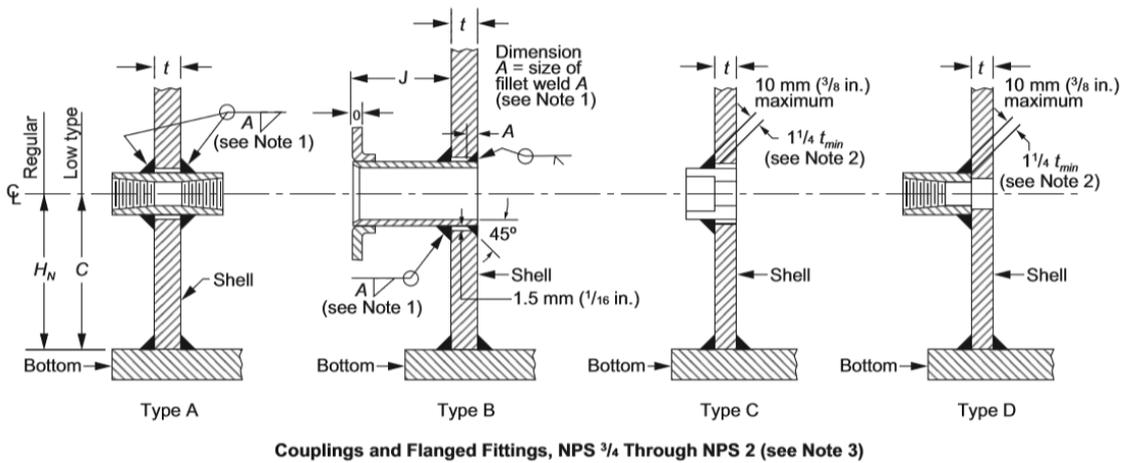


Ilustración 13 diseño de boquillas 3/4 NPS a 2 NPS

Fuente: API 650 Figura 5.8 - Shell Nozzles

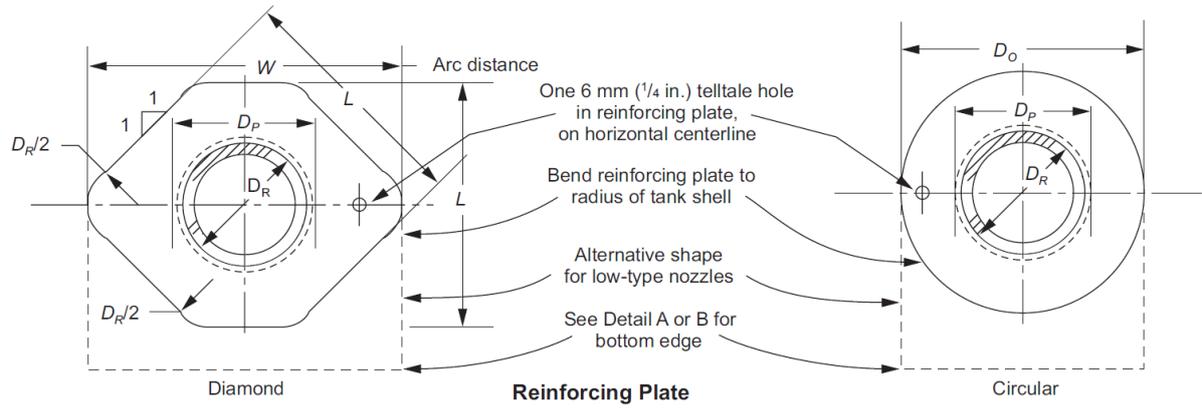


Ilustración 14 Diseño de refuerzo de boquillas

Fuente: API 650 Figura 5.8 - Shell Nozzles

Tabla 10 Valores de diseño para conexiones a cuerpo

Fuente: API 650 Tabla 5.6 a – Dimensions for Shell Nozzles (SI)

Dimensions in millimeters

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6	Column 7	Column 8	Column 9 ^c
NPS (Size of Nozzle)	Outside Diameter of Pipe OD	Nominal Thickness of Flanged Nozzle Pipe Wall ^a t_n	Diameter of Hole in Reinforcing Plate D_R	Length of Side of Reinforcing Plate ^b or Diameter $L = D_o$	Width of Reinforcing Plate W	Minimum Distance from Shell- to-Flange Face J	Minimum Distance from Bottom of Tank to Center of Nozzle	
							Regular Type ^d H_N	Low Type C
28	711.2	e	714	1440	1745	300	826	720
26	660.4	e	664	1340	1625	300	776	670
24	609.6	12.7	613	1255	1525	300	734	630
22	558.8	12.7	562	1155	1405	275	684	580
20	508.0	12.7	511	1055	1285	275	634	525
18	457.2	12.7	460	950	1160	250	581	475
16	406.4	12.7	410	850	1035	250	531	425
14	355.6	12.7	359	750	915	250	481	375
12	323.8	12.7	327	685	840	225	449	345
10	273.0	12.7	276	585	720	225	399	290
8	219.1	12.7	222	485	590	200	349	240
6	168.3	10.97	171	400	495	200	306	200
4	114.3	8.56	117	305	385	175	259	150
3	88.9	7.62	92	265	345	175	239	135
2 ^f	60.3	5.54	63	—	—	150	175	h
1 1/2 ^f	48.3	5.08	51	—	—	150	150	h
1 ^f	33.4	6.35	—	—	—	150	150	h
3/4 ^f	26.7	5.54	—	—	—	150	150	h
Threaded and Socket-Welded Couplings								
3 ^g	108.0	Coupling	111.1	285	360	—	245	145
2 ^f	76.2	Coupling	79.4	—	—	—	175	h
1 1/2 ^f	63.5	Coupling	66.7	—	—	—	150	h
1 ^f	44.5	Coupling	47.6	—	—	—	150	h
3/4 ^f	35.0	Coupling	38.1	—	—	—	150	h

^a For extra-strong pipe, see ASTM A53M or A106M for other wall thicknesses; however, piping material must conform to 4.5.

^b The width of the shell plate shall be sufficient to contain the reinforcing plate and to provide clearance from the girth joint of the shell course.

^c Low type reinforced nozzles shall not be located lower than the minimum distance shown in Column 9. The minimum distance from the bottom shown in Column 9 complies with spacing rules of 5.7.3 and Figure 5.6.

^d Regular type reinforced nozzles shall not be located lower than the minimum distance H_N shown in Column 8 when shell thickness is equal to or less than 12.5 mm. Greater distances may be required for shells thicker than 12.5 mm to meet the minimum weld spacing of 5.7.3 and Figure 5.6.

^e See Table 5.7a, Column 2.

^f Flanged nozzles and couplings in pipe sizes NPS 2 or smaller do not require reinforcing plates. D_R will be the diameter of the hole in the shell plate, and Weld A will be as specified in Table 5.7a, Column 6. Reinforcing plates may be used if the construction details comply with reinforced nozzle details.

^g A coupling in an NPS 3 requires reinforcement.

^h See 5.7.3 and Figure 5.6.

NOTE See Figure 5.8.

Tabla 11 Valores para instalación de boquillas diámetros pequeños

Fuente: API 650 Tabla 5.6 b – Dimensions for Shell Nozzles (SI)

Dimensions in millimeters

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6
Thickness of Shell and Reinforcing Plate ^a <i>t</i> and <i>T</i>	Minimum Pipe Wall Thickness of Flanged Nozzles ^b <i>t_n</i>	Maximum Diameter of Hole in Shell Plate (<i>D_p</i>) Equals Outside Diameter of Pipe Plus	Size of Fillet Weld <i>B</i>	Size of Fillet Weld <i>A</i>	
				Nozzles Larger Than NPS 2	NPS 3/4 to 2 Nozzles
5	12.7	16	5	6	6
6	12.7	16	6	6	6
8	12.7	16	8	6	6
10	12.7	16	10	6	6
11	12.7	16	11	6	6
13	12.7	16	13	6	8
14	12.7	20	14	6	8

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6
Thickness of Shell and Reinforcing Plate ^a <i>t</i> and <i>T</i>	Minimum Pipe Wall Thickness of Flanged Nozzles ^b <i>t_n</i>	Maximum Diameter of Hole in Shell Plate (<i>D_p</i>) Equals Outside Diameter of Pipe Plus	Size of Fillet Weld <i>B</i>	Size of Fillet Weld <i>A</i>	
				Nozzles Larger Than NPS 2	NPS 3/4 to 2 Nozzles
16	12.7	20	16	8	8
17	12.7	20	18	8	8
20	12.7	20	20	8	8
21	12.7	20	21	10	8
22	12.7	20	22	10	8
24	12.7	20	24	10	8
25	12.7	20	25	11	8
27	14	20	27	11	8
28	14	20	28	11	8
30	16	20	30	13	8
32	16	20	32	13	8
33	18	20	33	13	8
35	18	20	35	14	8
36	20	20	36	14	8
38	20	20	38	14	8
40	21	20	40	14	8
41	21	20	40	16	8
43	22	20	40	16	8
45	22	20	40	16	8

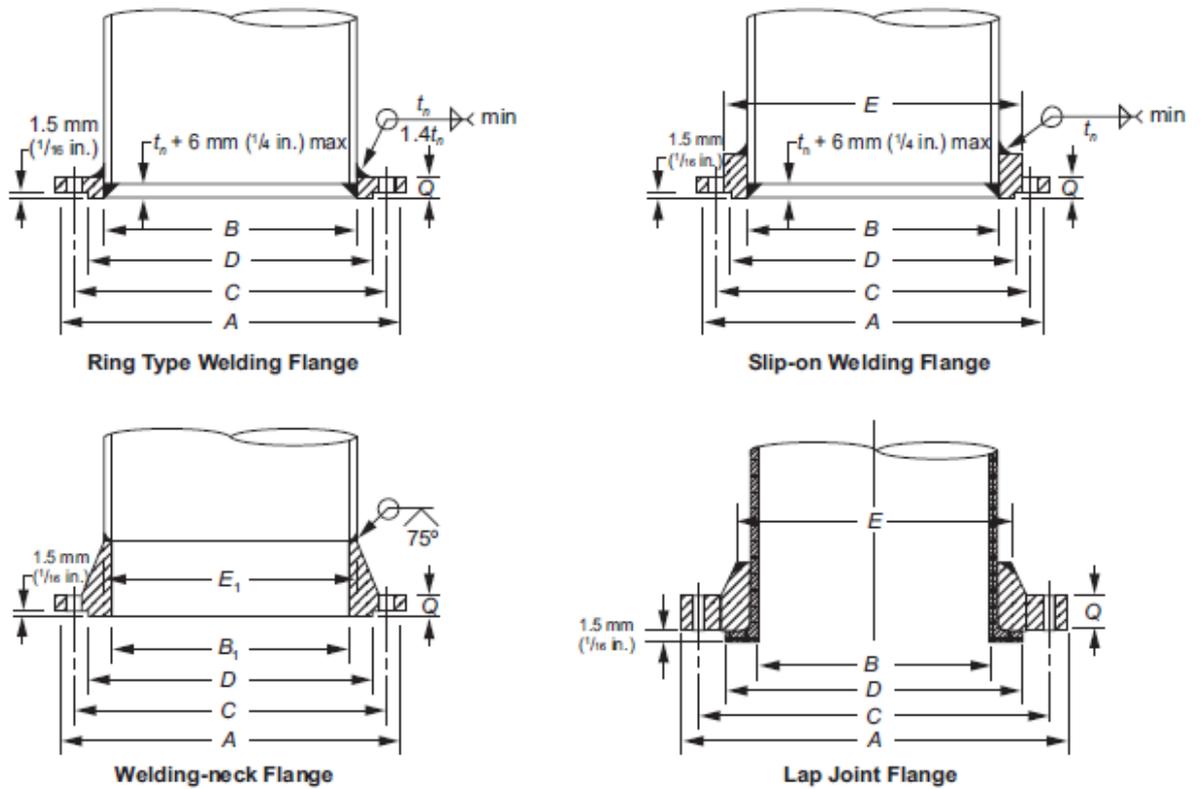
^a If a shell plate thicker than required is used for the product and hydrostatic loading (see 5.6), the excess shell-plate thickness, within a vertical distance both above and below the centerline of the hole in the tank shell plate equal to the vertical dimension of the hole in the tank shell plate, may be considered as reinforcement, and the thickness *T* of the nozzle reinforcing plate may be decreased accordingly. In such cases, the reinforcement and the attachment welding shall conform to the design limits for reinforcement of shell openings specified in 5.7.2.

^b This column applies to flanged nozzles NPS 26 and larger. See 4.5 for piping materials.

NOTE See Figure 5.8.

En la tabla 10 se presentan los valores para las dimensiones de los elementos de las conexiones, tanto para conexiones bridadas cómo para conexiones tipo “Coupling” según ASME B16.11. En el plano tipo hoja de datos que se adjuntará en el anexo 1 de este trabajo se podrá apreciar la posición y diseño de dichas conexiones, las conexiones de tamaños inferiores a 2 NPS se realizan mediante accesorios roscados, por facilidad de instalación y economía de fabricación, En la tabla 11 se especifican los valores para la soldadura en conexiones de boquillas a cuerpos de tanque y los espesores mínimos para el cuerpo de las conexiones.

La ilustración 15 muestra los diferentes tipos de bridas aceptadas por el estándar API 650, se selecciona la brida tipo “Slip-on” para las bridas instaladas en el equipo y que tengan un tamaño superior a 2 NPS ya que estas presentan un menor costo que las bridas “*Welding-neck*” y *Lap-joint*” y una dificultad de instalación inferior a todos los tipos de bridas.



NOTE The t_n designated for weld thickness is the nominal pipe wall thickness (see Tables 5-6a, 5-6b, 5-7a, and 5-7b).

Ilustración 15 Tipos de bridas e instalación

Fuente: API 650 Figura 5.10 - Shell Nozzle Flanges

10.2.2.2. Boquillas tel techo

Boquilla de entrada: Teniendo en cuenta que el equipo trabajará con varios crudos API, se toma 3 ft/min como velocidad de ingreso del fluido de trabajo al equipo con un flujo másico de 1000 bdp.

Se tiene que.

$$F = 1000 \text{ bpd} = 3.899 \text{ ft}^3 / \text{min}$$

$$A_{N1} = \frac{F}{V_i}$$

$$A_{N1} = \frac{3.899}{3}$$

$$A_{N1} = 1.3ft^2$$

$$A_{N1} = 120774mm^2$$

$$D_{N1} = 347mm$$

$$Dn_{N1} = 14 NPS$$

Donde:

D_{N1} = Diámetro nominal entrada

A_{N1} : Área mínima requerida entrada

F = Flujo estándar

V_i = Velocidad de entrada

La boquilla de entrada debe tener un diámetro mínimo de 14 NPS para cumplir la recomendación establecida en API 421, definida para la velocidad de ingreso con un flujo másico de 1000 bdp.

Manhole Inspección: Para determinar las dimensiones del Manhole de inspección se utilizan las recomendaciones de **API 650 5.8.4**. La ilustración 16 muestra el diseño e instalación de un “*manhole*” de techo; la tabla 12 contiene las medidas de diseño para dicho tipo de boquilla.

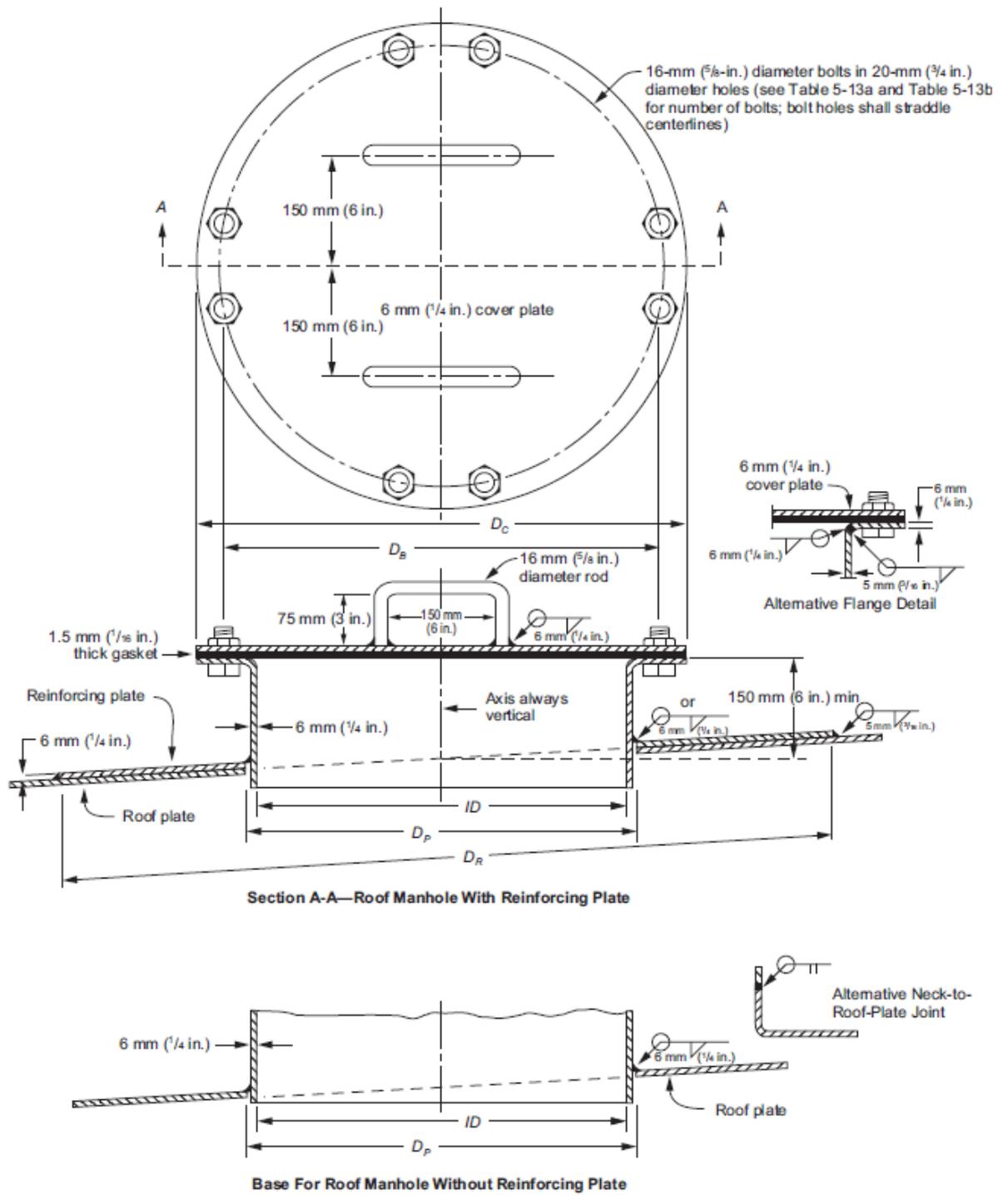


Ilustración 16 Diseño de manhole de techo.

Fuente: API 650 - Figura 5.16—Roof Manholes (see Table 5.13a and Table 5.13b)

Tabla 12 Dimensiones de manhole de techo

Fuente: Tabla 5.13a—Dimensions for Roof Manholes (SI)

Dimensions in millimeters

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6	Column 7	Column 8	Column 9
Size of Manhole	Diameter of Neck ID^a	Diameter of Cover Plate D_C	Diameter of Bolt Circle D_B	Number of Bolts	Diameter of Gasket		Diameter of Hole in Roof Plate or Reinforcing Plate D_P	Outside Diameter of Reinforcing Plate D_R
					Inside	Outside		
500	500	660	597	16	500	660	524	1050
600	600	762	699	20	600	762	625	1150

^a Pipe may be used for neck, providing the minimum nominal wall thickness is 6 mm (ID and D_P shall be adjusted accordingly.)

NOTE See Figure 5.18.

Boquillas de techo: La sección 5.8.11 del estándar API 650 se encarga de dar las pautas para el diseño de conexiones varias, entre ellas las boquillas de techo. La ilustración 16 muestra el diseño de las conexiones de techo y la tabla 13 contiene las dimensiones básicas para dicho diseño.

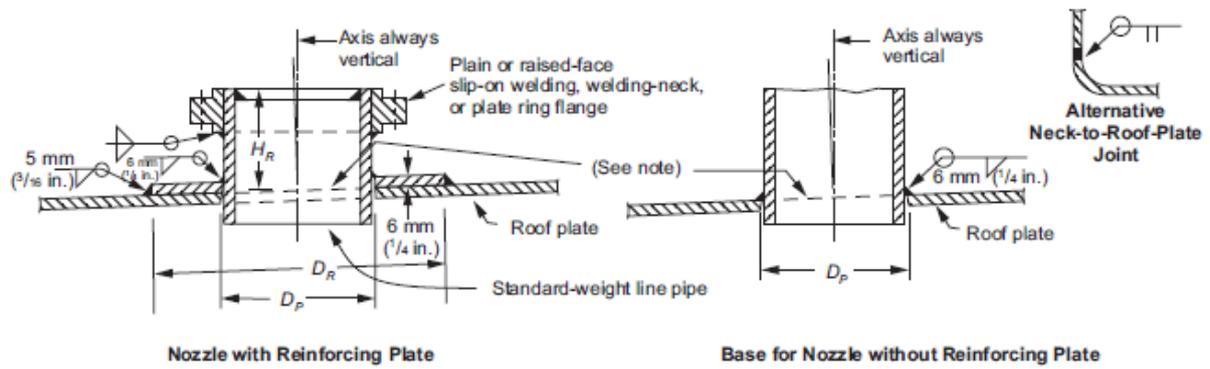


Figure 5.19—Flanged Roof Nozzles (see Table 5.14a and Table 5.14b)

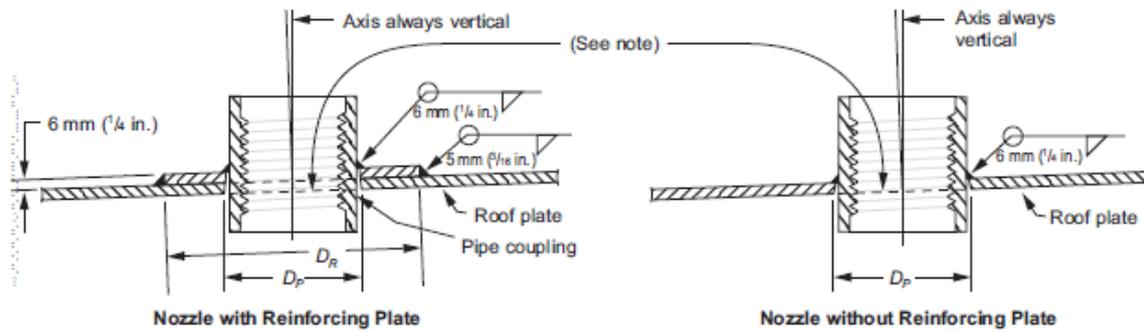


Ilustración 17 Diseño de conexiones de techo

Fuente: API 650 Figura 5.19—Flanged Roof Nozzles (see Table 5.14a and Table 5.14b)

Figura 5.20—Threaded Roof Nozzles (see Table 5.15a and Table 5.15b)

Tabla 13 Dimensiones de boquillas bridadas de techo

Fuente: Table 5.14a—Dimensions for Flanged Roof Nozzles (SI)

Dimensions in millimeters

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5
Nozzle NPS	Outside Diameter of Pipe Neck	Diameter of Hole in Roof Plate or Reinforcing Plate D_P	Minimum Height of Nozzle H_R	Outside Diameter of Reinforcing Plate ^a D_R
1½	48.3	50	150	125
2	60.3	65	150	175
3	88.9	92	150	225
4	114.3	120	150	275
6	168.3	170	150	375
8	219.1	225	150	450
10	273.0	280	200	550
12	323.8	330	200	600

^a Reinforcing plates are not required on nozzles NPS 6 or smaller but may be used if desired.

NOTE See Figure 5.19.

En la tabla 10 presenta un resumen de las diferentes boquillas que se deben instalar en el Gun Barrel Transportable.

Tabla 14 Resumen de boquillas

BOQUILLA	DIÁMETRO NOMINAL	CANTIDAD	CUERPO		BRIDA		RUANA			UBICACIÓN			SOLDADURA	SERVICIO
			DESCRIPCIÓN	MATERIAL	DESCRIPCIÓN	MATERIAL	Do (mm)	Espesor (mm)	Material	PROYECCIÓN	ORIENTACIÓN	ELEVACIÓN		
N1	14 NPS	1	14 NPS SCH 40 SMLS	ASTM A-53	#150 SO-RF	SA-105	750	9		150	CENTRO	TECHO		ENTRADA EMULSIÓN
N2	6 NPS	1	6 NPS SCH 40 SMLS	ASTM A-53	#150 SO-RF	SA-105	400	6		200	180°	350	6	SALIDA AGUA
N3	6 NPS	1	6 NPS SCH 40 SMLS	ASTM A-53	#150 SO-RF	SA-105	400	6		200	180°	13174	6	SALIDA CRUDO
N4	2 NPS	1	2 NPS SCH 40 SMLS	ASTM A-53	#150 SO-RF	SA-105	-	-	-	150	70°	223	6	DRENAJE VERTEDOR
N5	4 NPS	1	4 NPS SCH 40 SMLS	ASTM A-53	#150 SO-RF	SA-105	305	6		150	90°	13250	6	ESPUMA INTERRUPTOR NIVEL
N6	3 NPS	1	3 NPS SCH 40 SMLS	ASTM A-53	#150 SO-RF	SA-105	265	6		150	0°	13174	6	
N7A	1 1/2 NPS	1	1 1/2 NPS CPL.THRT CL.6000	ASTM A-105	#150 SO-RF	SA-105	-	-	-	150	20°	13174	6	TOMA MUESTRA
N7B	1 1/2 NPS	1	1 1/2 NPS CPL.THRT CL.6000	ASTM A-105	#150 SO-RF	SA-105	-	-	-	150	20°	9482	6	TOMA MUESTRA
N7C	1 1/2 NPS	1	1 1/2 NPS CPL.THRT CL.6000	ASTM A-105	#150 SO-RF	SA-105	-	-	-	150	20°	5750	6	TOMA MUESTRA
N7D	1 1/2 NPS	1	1 1/2 NPS CPL.THRT CL.6000	ASTM A-105	#150 SO-RF	SA-105	-	-	-	150	20°	3050	6	TOMA MUESTRA

N7E	1 1/2 NPS	1	1 1/2 NPS CPL.THRT CL.6000	ASTM A-105	#150 SO- RF	SA- 105	-	-	-	150	20°	350	6	TOMA MUESTRA
N8	6 NPS	1	2 NPS SCH 80 SMLS	ASTM A-53	#150 SO- RF	SA- 105	375	6	-	150	225°	350	6	P.V.R.V.
N9	4 NPS	1	4 NPS SCH 40 SMLS	ASTM A-53	#150 SO- RF	SA- 105	275	6	-	150	135°	350	6	NIVEL
N10	2 NPS	1	2 NPS SCH 40 SMLS	ASTM A-53	#150 SO- RF	SA- 105	175	6	-	150	90°	350	6	PRESIÓN
N11	8 NPS	1	8 NPS SCH 40 SMLS	ASTM A-53	#150 SO- RF	SA- 105	450	6	-	150	180°	350	6	THIEF HATCH
M1	20 NPS	1	LAMINA HR 6mm	ASTM A-36	LAMINA HR 19mm	AST M A- 36	125	5	6	45	90°	300	6	MANHOLE LIMPIEZA
M2	18 NPS	1	LAMINA HR 9mm	ASTM A-36	LAMINA HR 6mm	AST M A- 36	105	0	6	-	-	250	6	MANHOLE INSPECCIÓ N

10.3. Proceso

10.3.1. Variables de proceso del equipo

Establecido los límites dimensionales del equipo se procede a calcular las variables y capacidad de proceso del equipo, para determinar los rangos de operación.

Volumen operable de proceso.

Las alturas máxima y mínima de las boquillas de salida, determinan el volumen operable del equipo.

Volumen operable de proceso.

Las altura máxima y altura mínima de las boquillas de salida, determinan el volumen operable del equipo.

Volumen operable de agua:

Se calcula el volumen operable de agua según la fracción de agua contenida en la emulsión que entra. Se establece un volumen operable mínimo de agua del 25% y máximo de 40% con el fin de favorecer el lavado de crudo y formar una emulsión secundaria WO de fácil separación y disminuir el corte de agua en la emulsión WO, Para el diseño básico se tiene una fracción inicial de agua de 0.4. El volumen operable de agua se calcula según la siguiente relación:

Volumen operable de crudo.

Se calcula el volumen operable de crudo según la fracción de crudo contenido en la emulsión que entra.

Tiempo de residencia de crudo en la emulsión OW.

La emulsión OW se forma durante el lavado de la emulsión en el colchón de agua determinado. El tiempo de residencia del crudo en la emulsión OW determina la distancia que recorren las gotas de crudo en la emulsión

Tiempo de residencia de agua en la emulsión WO.

emulsión WO se forma en la capa sobre el colchón de agua, se calcula un de la altura operable de crudo un 90% corresponde a emulsión WO y el 5% restante a crudo con el corte de agua establecido. En esta etapa la cantidad de agua es considerablemente menor a la correspondiente a la inicial debido al lavado del crudo.

Tiempo de residencia de crudo en el tanque.

La capacidad e separación dependerá el tiempo de permanencia del crudo o la fase WO en el tanque de deshidratación.

A continuación, se presenta el cálculo de las variables de proceso del equipo.

ID= 5,478 m
Hc= 13,58 m
Hi= 1,2 m
HN2= 0,35 m
HN3= 12,22 m
DN1= 14 in

VOLUMEN DE OPERACIÓN

$$L_O = H_{N3} - H_{N2} - H_L$$

$$V_O = L_O A_O$$

$$L_O = 10,67 \text{ m}$$

$$V_O = 251,562 \text{ m}^3$$

$$A_O = 23,569 \text{ m}^2$$

VOLUMEN DE OPERACIÓN EMULSIÓN OW

$$V_{Ow} = F f_w V_O$$

$$V_{Ow} = 98,738228 \text{ m}^3$$

VOLUMEN DE OPERACIÓN EMULSIÓN WO

$$V_{Oo} = 0,9 F f_o V_O$$

$$V_{Oo} = 152,82414 \text{ m}^3$$

TIEMPO DE RESIDENCIA CRUDO EN OW

$$TR_{OW} = \frac{V_{Ow}}{f_o}$$

$$TR_{OW} = 536582,68 \text{ S}$$

TIEMPO DE RESIDENCIA AGUA EN WO

$$TR_{OO} = \frac{0,9V_{ow}}{f_o}$$

$$TR_{OO} = 92278,55 \text{ S}$$

TIEMPO DE RESIDENCIA CRUDO EN TANQUE

$$TR_F = \frac{V_o}{F}$$

$$TR_F = 151898,85 \text{ S}$$

10.3.2. Deshidratación.

Se implementa las leyes de Stokes y Hadamard para calcular las velocidades de decantación de las gotas de agua en la fase continua de crudo. Se debe comparar la velocidad de decantación con la velocidad lineal de ascensión de la emulsión en el tanque para determinar si hay posibilidad de proceso respecto al fulo de entrada de emulsión. Se establece un factor de 1.15 en la velocidad lineal para compensar las variaciones positivas que puede tener el proceso por el flujo discontinuo. Se presenta un ejemplo de cálculo para un crudo a una temperatura específica API en la tabla 15 se presentan las propiedades de entrada.

Tabla 15 Datos de entrada para cálculo de capacidad de proceso

parámetros de entrada fluidos	
F= 1000 bbl/d	Temperatura operación
F= 0,0018401 m ³ /s	T= 20,0 °C
AGUA	CRUDO
Diámetro gota de agua	Grado API
Rw= 0,02000 cm	API 15,00
Corte de agua emulsión	Diámetro gota de crudo
Cw= 0,4	Do= 0,50000 cm
Fracción de agua	Fracción de emulsión
Fw= 0,1	Fw= 0,6
Viscosidad Dinámica	Viscosidad Dinámica

Se presenta el cálculo de la emulsión descrita en el tanque Gun Barrel Transportable.

CÁLCULO DE VELOCIDADES DE DECANTACIÓN Y ASCENSO EN EMULSIONES

Grado API
API 15,00

Temperatura de operación
T= 20,0 °C

Viscosidad Dinámica
 μ_o : 2435,572 cP
Densidad
 ρ_w 0,9982038 g/cm³

Viscosidad Dinámica
 μ_a : 1,009 cP
Densidad
 ρ_o : 0,9642348 g/cm³

VELOCIDAD DE ASCENSO CRUDO

$$V_s = \left(\frac{g}{18\mu_w} \right) (\rho_o - \rho_w) D_w^2 \quad V_t = 0,0190029 \text{ cm/s}$$

VELOCIDAD DE DECANTACIÓN DE AGUA

VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN DE STOKES

$$f_s = \left(\frac{g}{9\mu_o} \right) (\rho_o - \rho_w) r^2 \quad f_s = 0,3040457 \text{ (cm/s)}^{-1}$$

$$V_s = f_s r_w^2 \quad V_s = 0,0001216 \text{ cm/s}$$

VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN DE HADAMAR

$$C_v = \frac{\left[1 + \frac{\mu_o}{\mu_w} \right]}{\left[1 + \frac{2}{3} \frac{\mu_o}{\mu_w} \right]} \quad C_v = 1,4996895$$

$$V_H = C_v V_s \quad V_H = 0,0001824 \text{ cm/s}$$

VELOCIDAD DE ASCENSO FLUJO

$$V_F = F/A_o \quad V_F = 0,0078075 \text{ cm/s}$$

CRITERIO

$$1,15V_F < V_H$$

NO CUMPLE

En el caso descrito, se concluye que el equipo no tiene capacidad de proceso para un crudo 15 API a una temperatura de 20 °C, considerando la deshidratación de gotas dispersas de 0.02cm de radio.

10.4. Capacidad de proceso.

Se calcula la capacidad de proceso del equipo en función del grado API, el radio de la gota. Se toman valores API de 15, 20, 25, 30 y 35 para presentar los rangos de capacidad del equipo.

En las tablas 16 a la 20 se pueden observar los valores calculados de velocidad de Hadamard y capacidad de proceso a temperaturas de 20, 25, 30, 35, 40, y 45 °C. En las ilustraciones 18 a 27 se presentan las gráficas de los valores calculados para la velocidad de Hadamard y la capacidad de proceso para crudos 15, 20, 25, 30 Y 35 API en función del radio de la gota de agua de la fase dispersa, las series graficadas corresponden a temperaturas de 20, 25, 30, 35, 40, y 45 °C.

Tabla 16 Valores de proceso para 15 API

FLUJO DE PROCESO EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DE GOTA CRUDO 15 API											
T (°C)	R (cm)	0,001	0,002	0,003	0,005	0,0075	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05
20°C	VH (cm/s)	4,560E-07	1,824E-06	4,104E-06	1,140E-05	2,565E-05	4,560E-05	1,824E-04	4,104E-04	7,296E-04	1,140E-03
	F (bpd)	0,0584034	0,2336138	0,525631	1,4600862	3,285194	5,8403449	23,361379	52,563104	93,442706	146,00423
25°C	VH (cm/s)	7,181E-07	2,872E-06	6,463E-06	1,795E-05	4,039E-05	7,181E-05	0,0002872	0,0006463	0,001149	0,0017953
	F (bpd)	0,0919784	0,3679138	0,827806	2,2994612	5,1737877	9,1978449	36,791379	82,780604	147,16109	229,9392
30°C	VH (cm/s)	1,001E-06	4,006E-06	9,013E-06	2,504E-05	5,633E-05	0,0001001	0,0004006	0,0009013	0,0016024	0,0025037
	F (bpd)	0,128276	0,5131038	1,1544836	3,2068989	7,2155225	12,827596	51,310382	115,44836	205,23536	320,68024
35°C	VH (cm/s)	1,314E-06	5,257E-06	1,183E-05	3,285E-05	7,392E-05	0,0001314	0,0005257	0,0011827	0,0021027	0,0032854
	F (bpd)	0,1683239	0,6732957	1,5149153	4,2080981	9,4682207	16,832392	67,329569	151,49153	269,31017	420,79715
40°C	VH (cm/s)	1,665E-06	6,658E-06	1,498E-05	4,161E-05	9,363E-05	0,0001665	0,0006658	0,0014981	0,0026633	0,0041614
	F (bpd)	0,213206	0,852824	1,9188541	5,3301502	11,992838	21,320601	85,282402	191,88541	341,11935	532,99898
45°C	VH (cm/s)	2,061E-06	8,242E-06	1,854E-05	5,151E-05	0,0001159	0,0002061	0,0008242	0,0018545	0,0032968	0,0051513
	F (bpd)	0,2639202	1,0556809	2,3752821	6,5980059	14,845513	26,392023	105,56809	237,52821	422,25967	659,78074

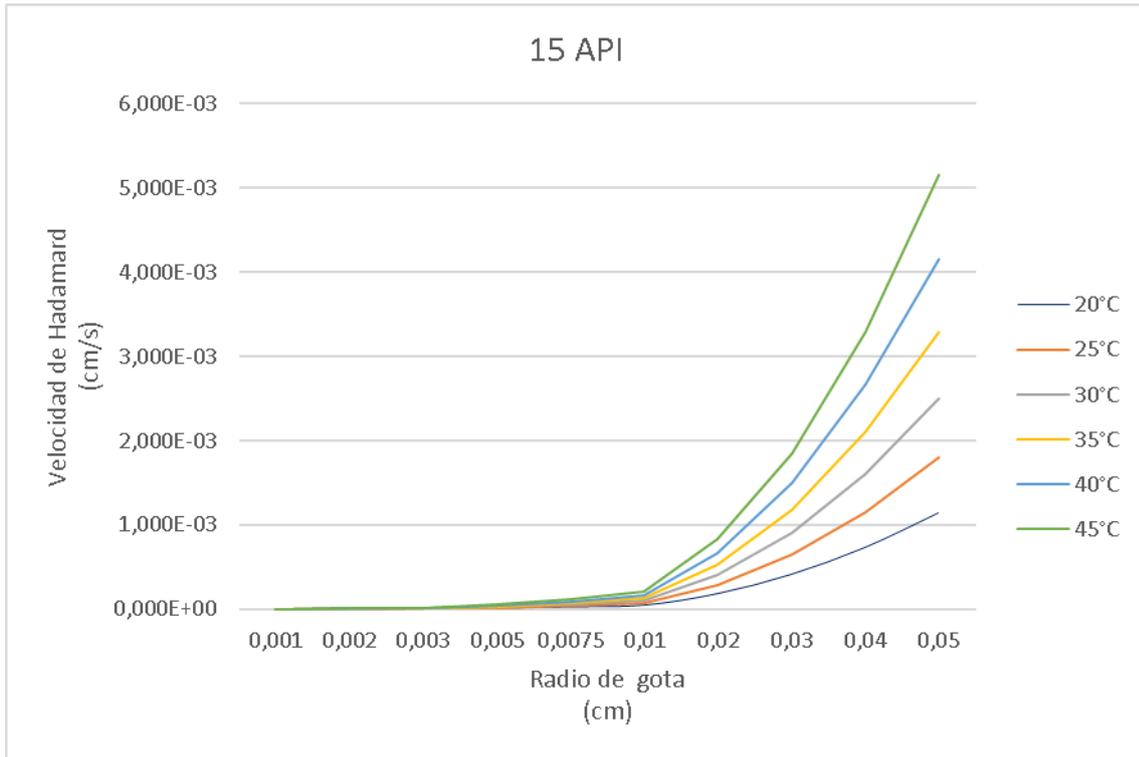


Ilustración 18 Velocidad de Hadamard 15 API

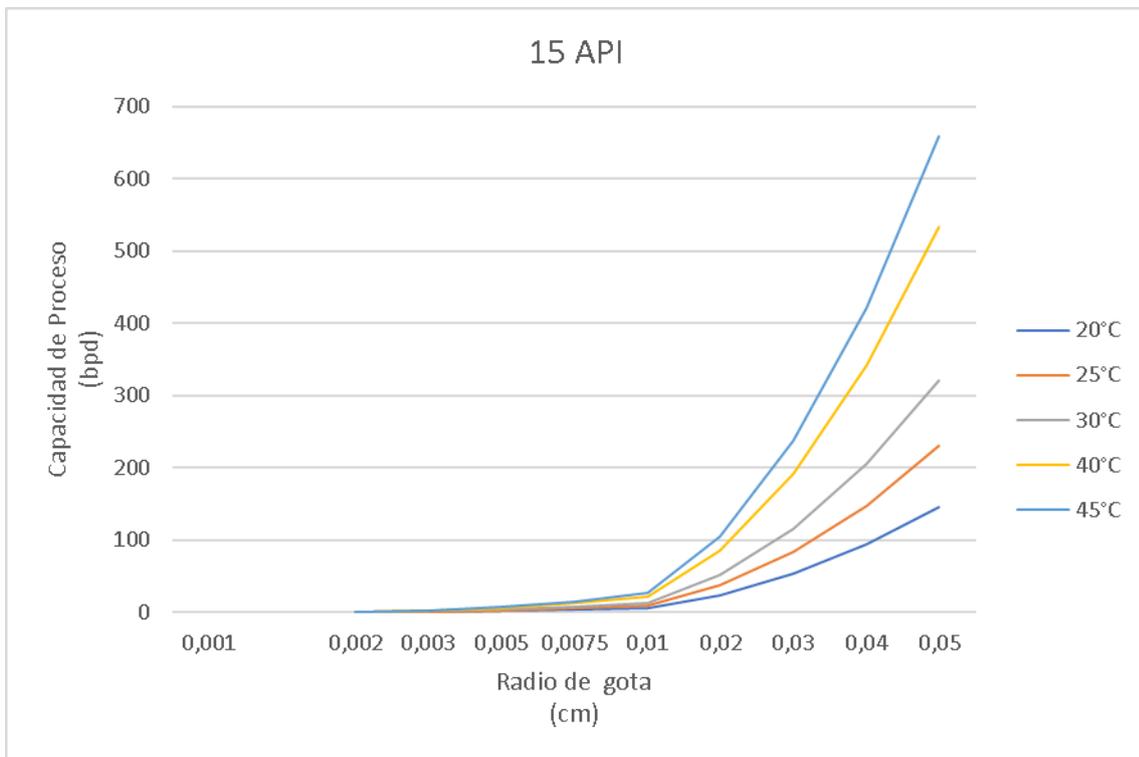


Ilustración 19 Capacidad de proceso 15 API

Tabla 17 Valores de proceso para 20 API

FLUJO DE PROCESO EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DE GOTA CRUDO 20 API											
T (°C)	R (cm)	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01	0,02	0,03
20°C	VH (cm/s)	0,0001459	0,0002594	0,0004054	0,0005837	0,0007945	0,0010378	0,0013134	0,0016215	0,0064861	0,0145937
	F (bpd)	18,692367	33,230875	51,923242	74,769468	101,76955	132,9235	168,2313	207,69297	830,77187	1869,2367
25°C	VH (cm/s)	0,0002228	0,0003962	0,000619	0,0008914	0,0012132	0,0015846	0,0020055	0,002476	0,0099039	0,0222839
	F (bpd)	28,542274	50,74182	79,284093	114,16909	155,39682	202,96728	256,88046	317,13637	1268,5455	2854,2274
30°C	VH (cm/s)	0,0003025	0,0005377	0,0008402	0,0012099	0,0016468	0,0021509	0,0027222	0,0033608	0,0134431	0,0302469
	F (bpd)	38,741791	68,874296	107,61609	154,96717	210,92753	275,49718	348,67612	430,46435	1721,8574	3874,1791
35°C	VH (cm/s)	0,0003875	0,0006889	0,0010764	0,0015501	0,0021098	0,0027557	0,0034877	0,0043057	0,017223	0,0387517
	F (bpd)	49,635085	88,24015	137,87523	198,54034	270,23546	352,9606	446,71576	551,50094	2206,0038	4963,5085
40°C	VH (cm/s)	0,0004806	0,0008544	0,0013349	0,0019223	0,0026165	0,0034175	0,0043252	0,0053398	0,0213591	0,048058
	F (bpd)	61,555136	109,43135	170,98649	246,22054	335,13352	437,72541	553,99622	683,94595	2735,7838	6155,5136
45°C	VH (cm/s)	0,0005839	0,0010381	0,001622	0,0023357	0,0031791	0,0041523	0,0052553	0,006488	0,0259519	0,0583917
	F (bpd)	74,791058	132,96188	207,75294	299,16423	407,19576	531,84752	673,11952	831,01176	3324,047	7479,1058

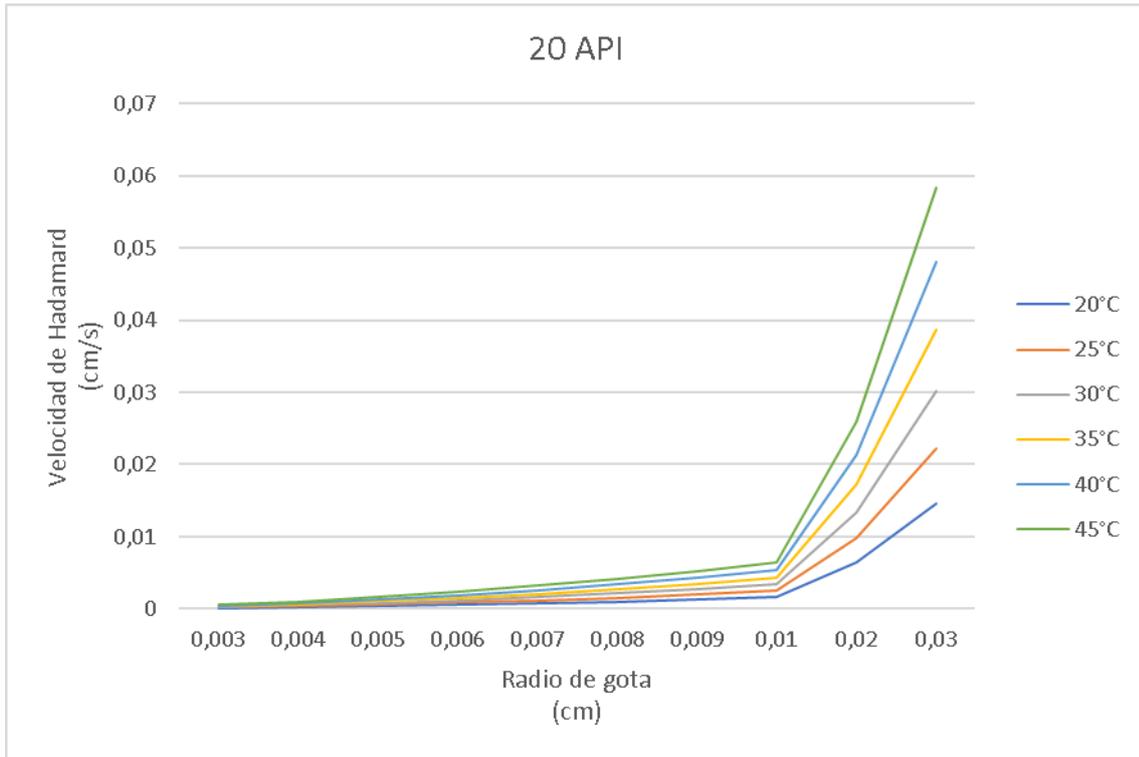


Ilustración 20 Velocidad de Hadamard 20 API

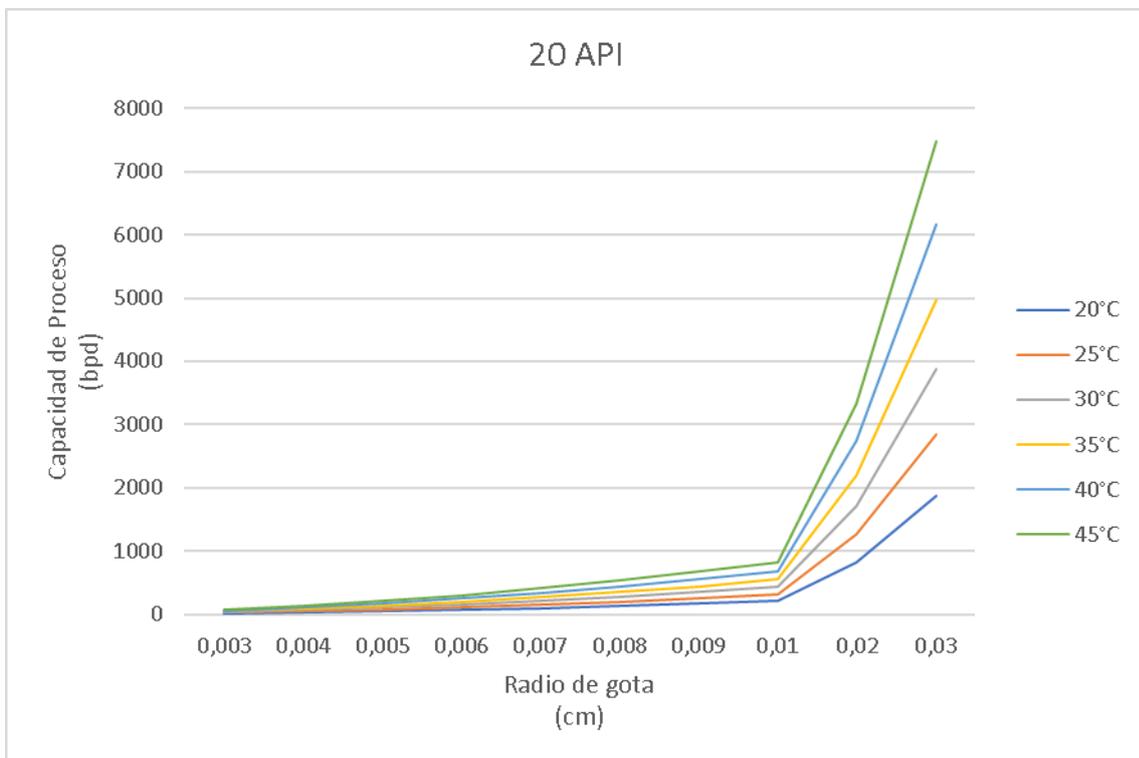


Ilustración 21 Capacidad de proceso 20 API

Tabla 18 Valores de proceso para 25 API

FLUJO DE PROCESO EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DE GOTA CRUDO 25 API											
T (°C)	R (cm)	0,003	0,0035	0,004	0,0045	0,005	0,0055	0,006	0,0065	0,007	0,0075
20°C	VH (cm/s)	0,0023543	0,0032044	0,0041854	0,0052971	0,0065397	0,007913	0,0094171	0,011052	0,0128177	0,0147142
	F (bpd)	301,54735	410,43944	536,08417	678,48153	837,63152	1013,5341	1206,1894	1415,5973	1641,7578	1884,6709
25°C	VH (cm/s)	0,0034861	0,004745	0,0061976	0,0078438	0,0096837	0,0117173	0,0139446	0,0163655	0,0189801	0,0217884
	F (bpd)	446,5221	607,7662	793,81707	1004,6747	1240,3392	1500,8104	1786,0884	2096,1732	2431,0648	2790,7632
30°C	VH (cm/s)	0,004607	0,0062706	0,0081902	0,0103657	0,0127972	0,0154846	0,0184279	0,0216272	0,0250824	0,0287936
	F (bpd)	590,08498	803,17122	1049,04	1327,6912	1639,1249	1983,3412	2360,3399	2770,1212	3212,6849	3688,0311
35°C	VH (cm/s)	0,00576	0,00784	0,01024	0,01296	0,016	0,01936	0,0230399	0,0270399	0,0313599	0,0359999
	F (bpd)	737,76785	1004,184	1311,5873	1659,9777	2049,3551	2479,7197	2951,0714	3463,4102	4016,7361	4611,0491
40°C	VH (cm/s)	0,0069836	0,0095054	0,0124152	0,015713	0,0193988	0,0234726	0,0279343	0,032784	0,0380217	0,0436473
	F (bpd)	894,49134	1217,5021	1590,2068	2012,6055	2484,6982	3006,4848	3577,9654	4199,1399	4870,0084	5590,5709
45°C	VH (cm/s)	0,0083055	0,0113047	0,0147654	0,0186874	0,0230709	0,0279158	0,0332221	0,0389898	0,045219	0,0519095
	F (bpd)	1063,8132	1447,968	1891,2235	2393,5797	2955,0367	3575,5944	4255,2528	4994,012	5791,8719	6648,8326

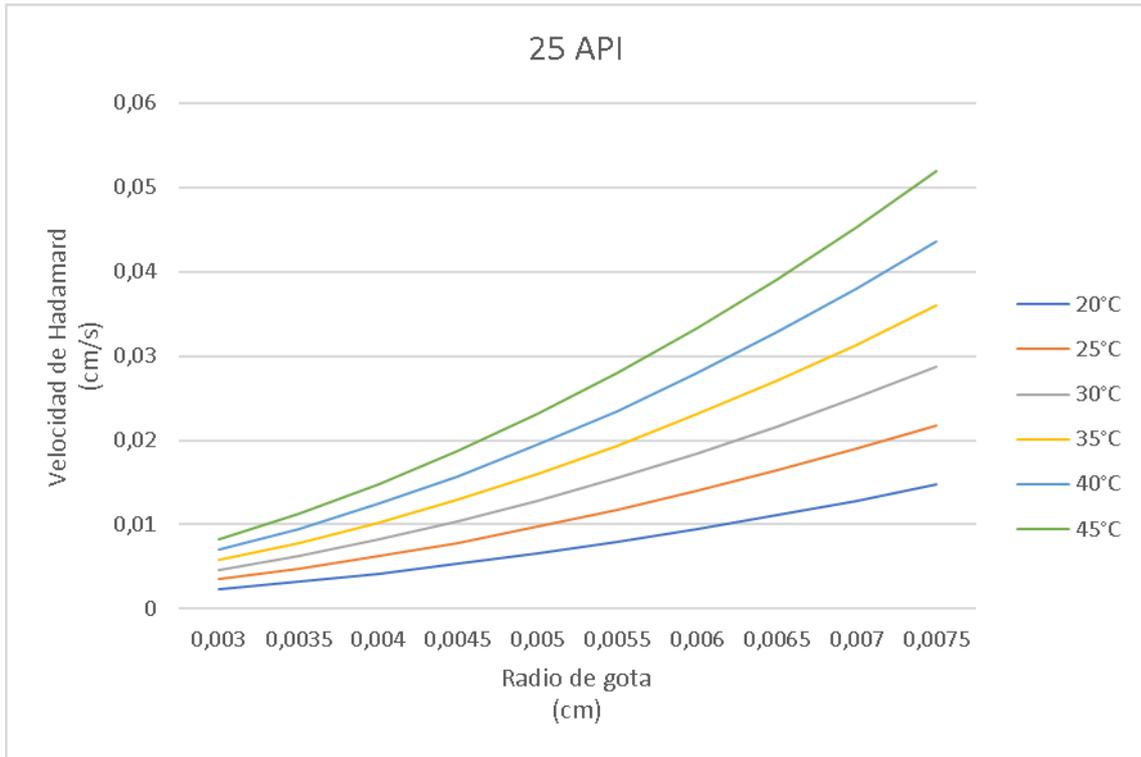


Ilustración 22 Velocidad de Hadamard 25 API

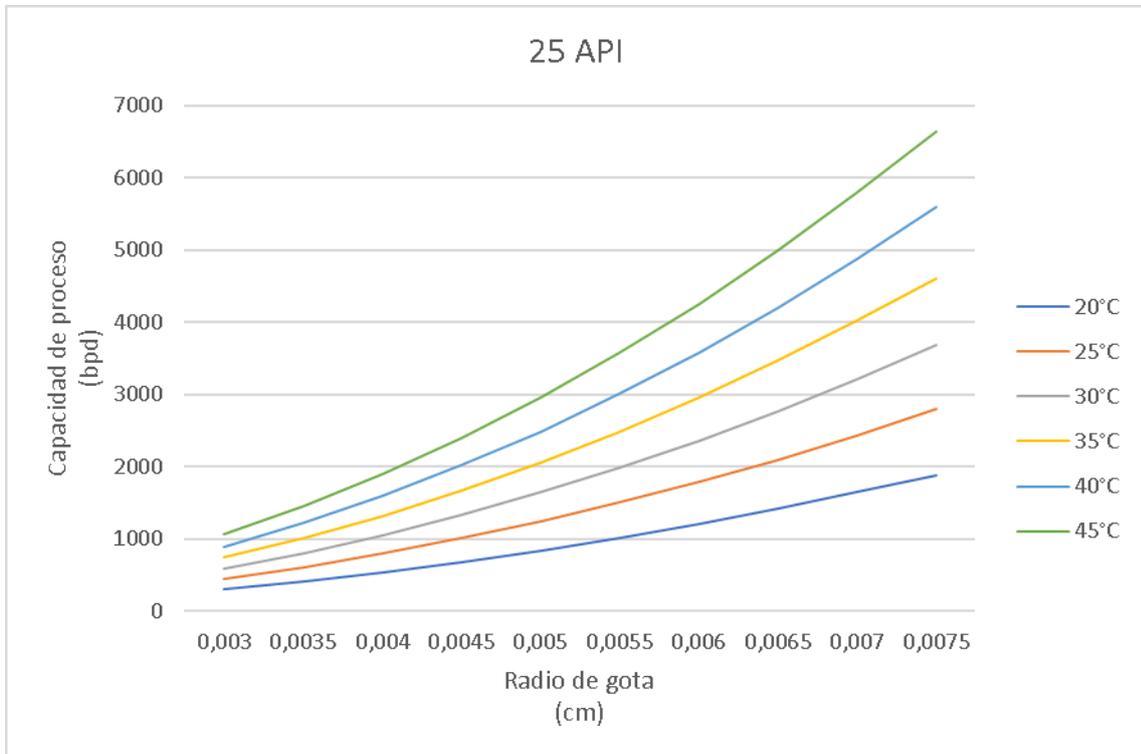


Ilustración 23 Capacidad de proceso 25 API

Tabla 19 Valores de proceso para 30 API

FLUJO DE PROCESO EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DE GOTA CRUDO 30 API											
T (°C)	R (cm)	0,0001	0,00025	0,0005	0,00075	0,001	0,00125	0,0015	0,00175	0,002	0,00225
20°C	VH (cm/s)	2,267E-05	0,0001417	0,0005667	0,0012752	0,002267	0,0035422	0,0051007	0,0069426	0,0090679	0,0114766
	F (bpd)	2,9036598	18,147874	72,591495	163,33086	290,36598	453,69685	653,32346	889,24582	1161,4639	1469,9778
25°C	VH (cm/s)	3,248E-05	0,000203	0,000812	0,001827	0,0032479	0,0050749	0,0073079	0,0099468	0,0129918	0,0164427
	F (bpd)	4,1601362	26,000851	104,00341	234,00766	416,01362	650,02128	936,03065	1274,0417	1664,0545	2106,069
30°C	VH (cm/s)	4,188E-05	0,0002617	0,001047	0,0023557	0,0041879	0,0065436	0,0094228	0,0128255	0,0167517	0,0212013
	F (bpd)	5,3640937	33,525586	134,10234	301,73027	536,40937	838,13964	1206,9211	1642,7537	2145,6375	2715,5724
35°C	VH (cm/s)	5,128E-05	0,0003205	0,0012819	0,0028843	0,0051276	0,0080118	0,011537	0,0157031	0,0205102	0,0259583
	F (bpd)	6,5676307	41,047692	164,19077	369,42923	656,76307	1026,1923	1477,7169	2011,3369	2627,0523	3324,8631
40°C	VH (cm/s)	6,102E-05	0,0003813	0,0015254	0,0034321	0,0061016	0,0095337	0,0137286	0,0186861	0,0244063	0,0308893
	F (bpd)	7,8152178	48,845111	195,38044	439,606	781,52178	1221,1278	1758,424	2393,4104	3126,0871	3956,454
45°C	VH (cm/s)	7,132E-05	0,0004457	0,0017829	0,0040116	0,0071317	0,0111433	0,0160463	0,0218408	0,0285268	0,0361042
	F (bpd)	9,1346288	57,09143	228,36572	513,82287	913,46288	1427,2858	2055,2915	2797,4801	3653,8515	4624,4059

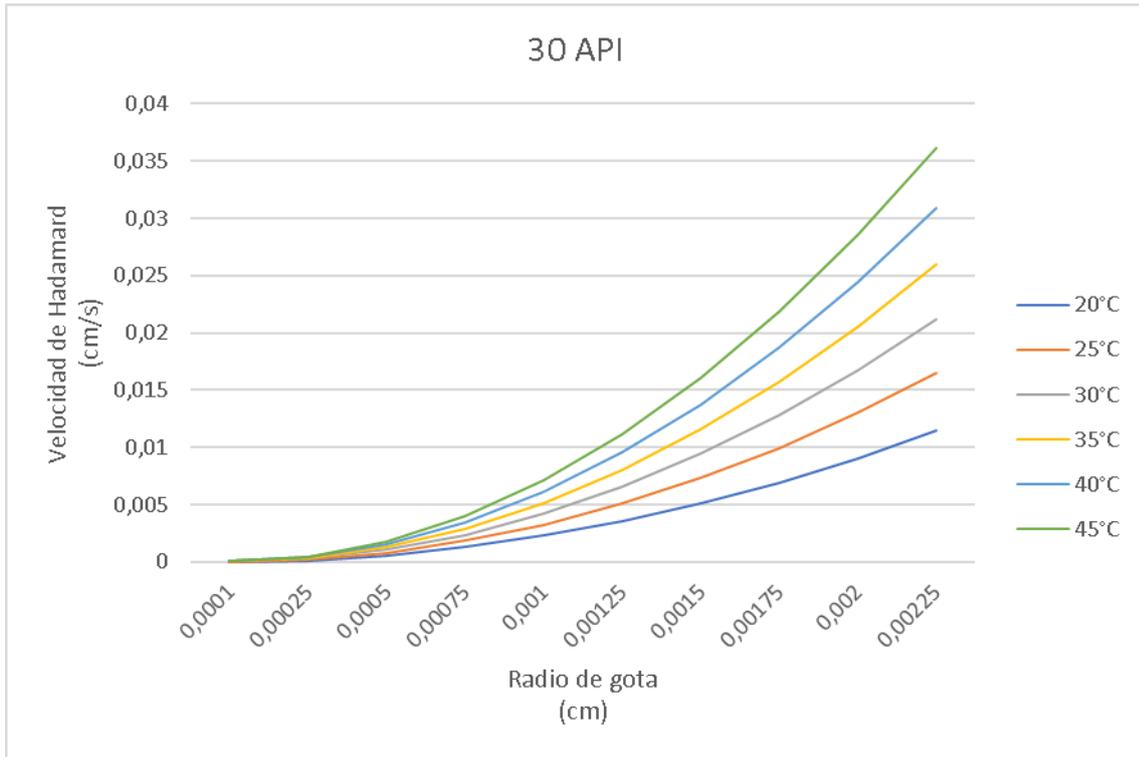


Ilustración 24 Velocidad de Hadamard 30 API

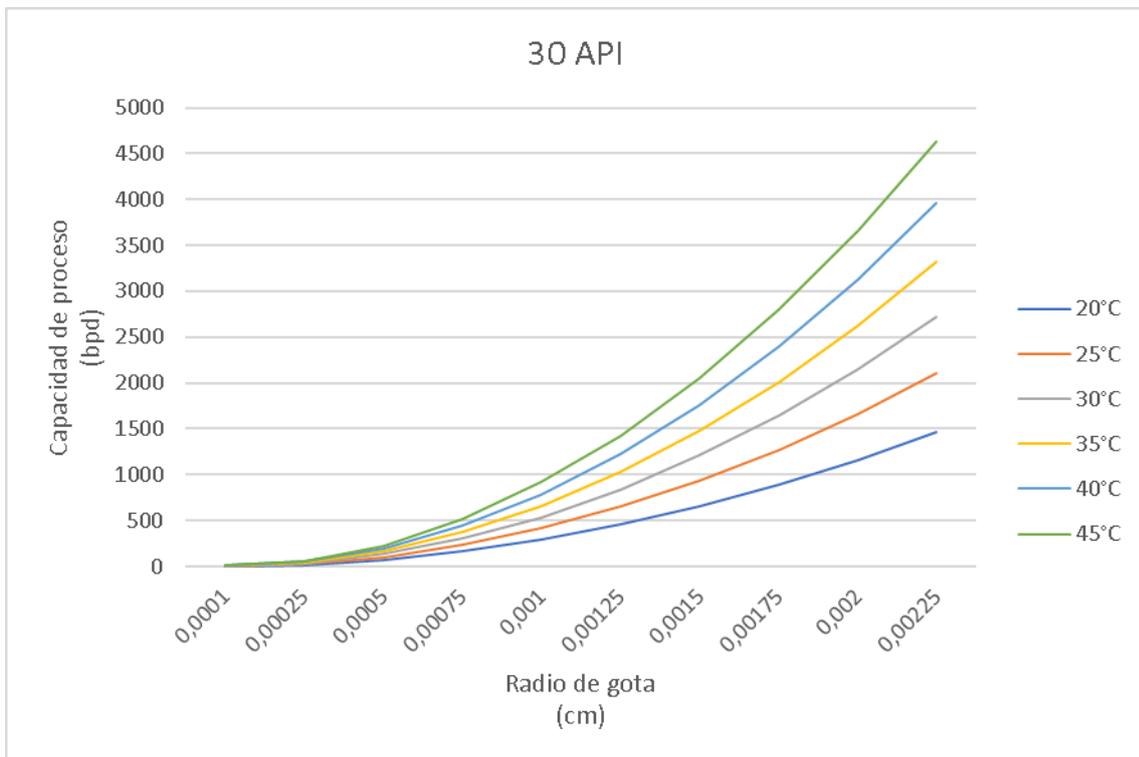


Ilustración 25 Capacidad de proceso 30 API

Tabla 20 Valores de proceso para 35 API

FLUJO DE PROCESO EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DE GOTA CRUDO 35 API											
T	R (cm)	0,00035	0,0004	0,00045	0,0005	0,00055	0,0006	0,00065	0,0007	0,00075	0,0008
20°C	VH (cm/s)	0,0016113	0,0021045	0,0026635	0,0032883	0,0039789	0,0047352	0,0055573	0,0064451	0,0073987	0,0084181
	F (bpd)	206,38087	269,55869	341,16021	421,18545	509,63439	606,50705	711,80341	825,52348	947,66726	1078,2347
25°C	VH (cm/s)	0,0023016	0,0030062	0,0038047	0,0046972	0,0056836	0,0067639	0,0079382	0,0092064	0,0105686	0,0120247
	F (bpd)	294,80161	385,047	487,32511	601,63594	727,97949	866,35576	1016,7647	1179,2064	1353,6809	1540,188
30°C	VH (cm/s)	0,002948	0,0038505	0,0048733	0,0060164	0,0072798	0,0086636	0,0101677	0,0117921	0,0135369	0,015402
	F (bpd)	377,59878	493,19024	624,1939	770,60975	932,4378	1109,678	1302,3305	1510,3951	1733,8719	1972,761
35°C	VH (cm/s)	0,0035794	0,0046751	0,0059169	0,0073048	0,0088388	0,0105189	0,0123451	0,0143174	0,0164358	0,0187003
	F (bpd)	458,46136	598,80667	757,86469	935,63542	1132,1189	1347,315	1581,2239	1833,8454	2105,1797	2395,2267
40°C	VH (cm/s)	0,0042193	0,0055109	0,0069747	0,0086108	0,0104191	0,0123995	0,0145522	0,0168772	0,0193743	0,0220436
	F (bpd)	540,42791	705,86502	893,36041	1102,9141	1334,5261	1588,1963	1863,9248	2161,7116	2481,5567	2823,4601
45°C	VH (cm/s)	0,0048836	0,0063786	0,0080729	0,0099665	0,0120595	0,0143518	0,0168435	0,0195344	0,0224247	0,0255143
	F (bpd)	625,5165	817,00114	1034,0171	1276,5643	1544,6428	1838,2526	2157,3936	2502,066	2872,2696	3268,0046

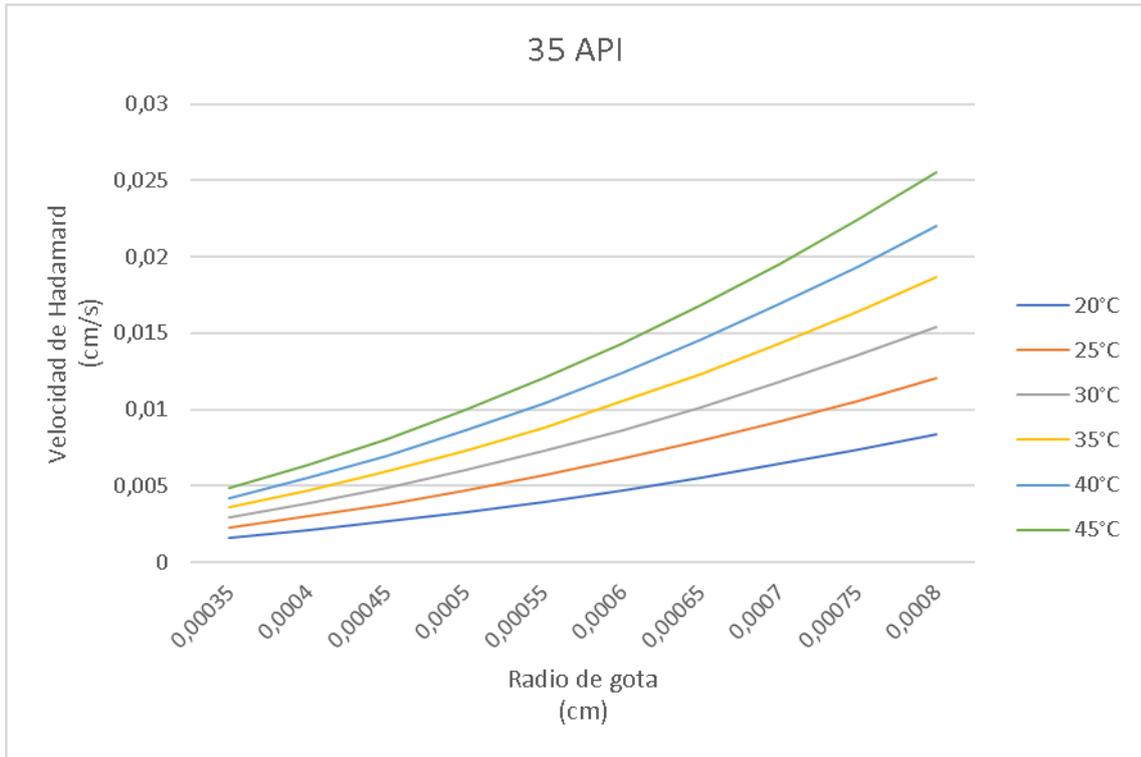


Ilustración 26 Velocidad de Hadamard 35 API

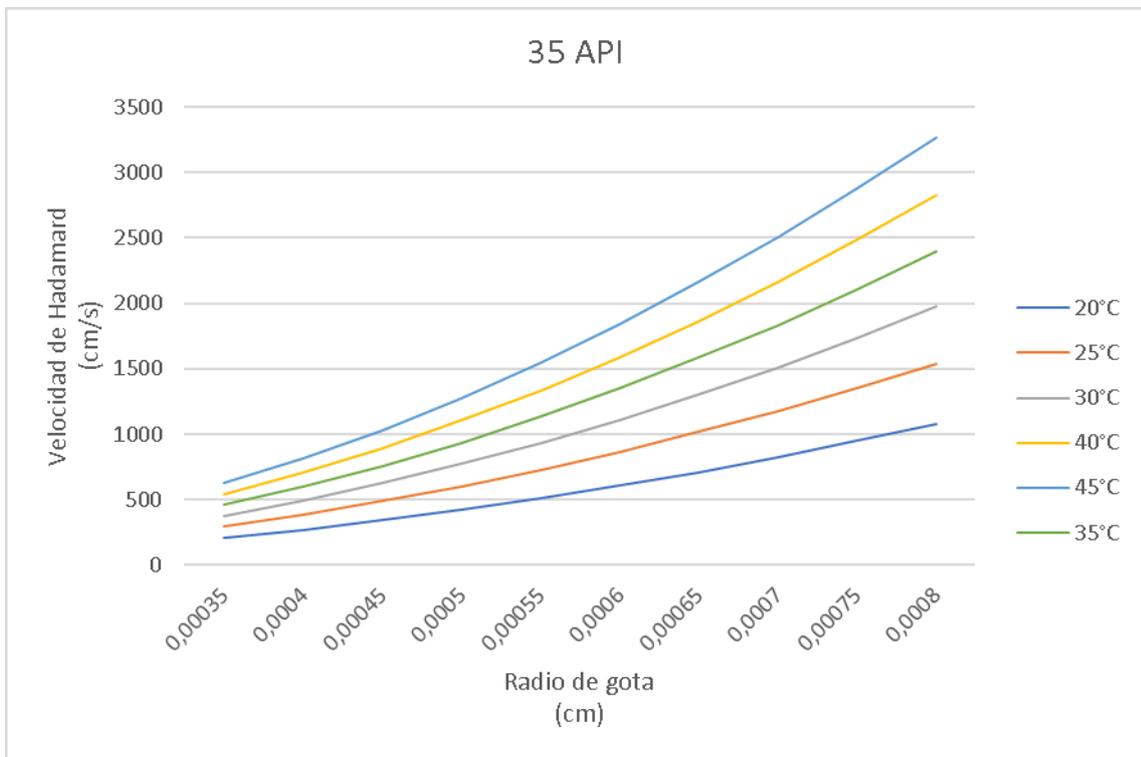


Ilustración 27 Capacidad de proceso 35 API

10.5. Validación de sismo y viento.

Se utiliza el programa Autodesk Robot para realizar el análisis de sismo y viento del equipo con las características diseñadas. Esto se realiza con el fin de verificar que los espesores de lámina resistan un sismo, la verificación se realiza bajo el código ASCE 07-05 y se toman como referencia los datos de zona sísmica del departamento del Huila consignados en la norma NSR10 que es la norma sismo resistente colombiana y que está basada en el código ASCE.

El tanque se encuentra en la zona de Neiva en el departamento del Huila. Se aplicará un viento máximo de 33 m/s Que impactará la estructura generando una presión de viento y por consecuencia un vector fuerza en sentido horizontal, dicho vector generará un momento angular, siendo el peso de la estructura la fuerza que generará el momento inverso al anterior. Se calculará si es necesaria la aplicación de anclajes para contrarrestar la acción del viento máximo en la zona. El cálculo se realizará en software Autodesk Robot, según código ASCE 07-5

10.5.1. Datos de entrada para cálculo de viento

Características de la estructura :

Tipo de estructura : Cuadrada

Altura : 14,00 m

Distancia desde el nivel del suelo : 0,00 m

Segmentos :

T1 AGUA Hmax= 5,00 m

T2 ACEITE Hmax= 9,00 m

T3 ESPUMA Hmax= 13,80 m

DATOS - VIENTO

Velocidad básica del viento : 62,500 mph

Categoría de exposición : A

Categoría de edificio : III

Región de huracanes no

Coefficiente de importancia 1,150

Coefficiente topográfico no

Coefficiente de ráfagas de viento: Automático

Frecuencia propia del edificio: 1,000 Hz

coeficiente de amortiguamiento: 0,040

Valor B y L: : Diferentes.

10.5.2. Resultados

Caso de carga : Viento X+

Coefficientes de fuerza :

Segmento 1 AGUA

$z = 2,50 \text{ m}$ $K_z = 0,319$ $K_1 = 0,000$ $K_2 = 0,000$ $K_3 = 0,000$ $K_{zt} = 1,000$ $K_d = 0,950$ $q_z = 0,17 \text{ kPa}$

$I = 1,150$ $I_z = 0,407$ $L_z = 73,979$ $Q = 0,892$ $g_R = 1,961$ $V_z = 33,564$ $N_1 = 7,231$

$$R_n = 0,040 \quad R_h = 0,146 \quad R_B = 0,420 \quad R_L = 0,160 \quad R = 0,193 \quad G = 0,855$$

$$C_f = 1,345$$

$$d = 3,80 \text{ m} \quad A_f = 19,00 \text{ m}^2 \quad F = 3,64 \text{ kN}$$

Segmento 2 ACEITE

$$z = 7,00 \text{ m} \quad K_z = 0,378 \quad K_1 = 0,000 \quad K_2 = 0,000 \quad K_3 = 0,000 \quad K_{zt} = 1,000$$
$$K_d = 0,950 \quad q_z = 0,20 \text{ kPa}$$

$$I = 1,150 \quad I_z = 0,407 \quad L_z = 73,979 \quad Q = 0,892 \quad g_R = 1,961 \quad V_z = 33,564$$
$$N_1 = 7,231$$

$$R_n = 0,040 \quad R_h = 0,146 \quad R_B = 0,420 \quad R_L = 0,160 \quad R = 0,193 \quad G = 0,855$$

$$C_f = 1,345$$

$$d = 3,80 \text{ m} \quad A_f = 15,20 \text{ m}^2 \quad F = 3,45 \text{ kN}$$

Segmento 3 ESPUMA

$$z = 11,40 \text{ m} \quad K_z = 0,459 \quad K_1 = 0,000 \quad K_2 = 0,000 \quad K_3 = 0,000 \quad K_{zt} = 1,000$$
$$K_d = 0,950 \quad q_z = 0,24 \text{ kPa}$$

$$I = 1,150 \quad I_z = 0,407 \quad L_z = 73,979 \quad Q = 0,892 \quad g_R = 1,961 \quad V_z = 33,564$$
$$N_1 = 7,231$$

$$R_n = 0,040 \quad R_h = 0,146 \quad R_B = 0,420 \quad R_L = 0,160 \quad R = 0,193 \quad G = 0,855$$

$$C_f = 1,345$$

$$d = 3,80 \text{ m} \quad A_f = 18,24 \text{ m}^2 \quad F = 5,03 \text{ kN}$$

$$S F = 12,12 \text{ kN}$$

Se obtiene un momento Máximo de 77.25 kNm (8000 kgf*m). según la teoría el momento reacción necesario para mantener el equilibrio en el sistema debe ser $M < 2/3 (W D/2)$ donde

W: Peso de la estructura

D: Diámetro externo del tanque en la base

M= 14758 kgf*m.

M es 1,84 veces mayor al momento solicitado, por lo tanto podemos concluir que no existe volcamiento por viento en ausencia de pernos de anclaje que amarren la estructura a la placa de concreto.

10.5.3. Simulación

Se realizará simulación de sismo de la estructura, anclando esta a la base de concreto, se realizará la simulación del evento sísmico, donde se hallarán las reacciones máximas en los nodos de la base, con dichas reacciones máximas se determinará si los pernos propuestos (4 de Ø1" Grado B7) son suficientes para neutralizar dichas reacciones; Los pernos se calcularán en tensión.

Seismic Analysis [X]

Seismic analysis according to: ASCE 7-10 / IBC 2012

Definition of seismic case groups for the direction: Directions and Combinations

Definition of eccentricities:

X+ X- Y+ Y-

Eccentricity X: (%)

Eccentricity Y: (%)

Relative values

Method of defining values of fundamental periods:

Approximate (seismic code)

User-defined

Precise (modal analysis)

Periods with maximal mass participation

Modal Analysis Parameters

Range of Seismic Load Seismic Analysis Parameters

OK Cancel Help

Ilustración 28 Parámetros de entrada sismo para simulación

ASCE 7-10 Parameters [X]

Case: ASCE 7-10 / IBC 2012

Auxiliary case

Fundamental period (Ta)

Definition method: Approximate (seismic code)

Direction X: Ct, Other structures

Direction Y: Ct, Other structures

Site class:

A B C D E F

S1	<input type="text" value="0.1"/>	Fv	<input type="text" value="0.8"/>	SD1	<input type="text" value="0.0533333"/>
Ss	<input type="text" value="0.25"/>	Fa	<input type="text" value="0.8"/>	SDS	<input type="text" value="0.1333333"/>
TL	<input type="text" value="2"/>				
R	<input type="text" value="1"/>				
Ie	<input type="text" value="1"/>				

OK Cancel Help

Ilustración 29 Factores sísmicos por NSR-10

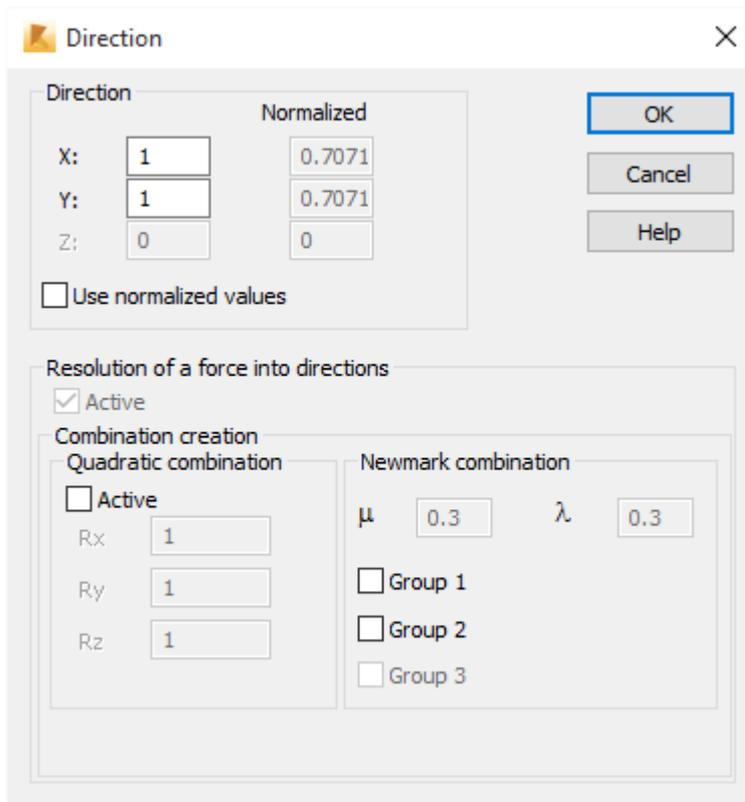


Ilustración 30 Combinación de cargas

10.5.4. Resultados de análisis sísmico

RESULTADOS ANALISIS COMBINADO: agua (caso 1 y 2) + peso propio (caso 3)
+ viento (caso 4) + sismo (en x caso 5 – en y caso 6)

En ninguno de los casos dinámicos (4 al 6) se toma en cuenta la interacción fluido – estructura (sloshing: chapoteo o salpicadura)

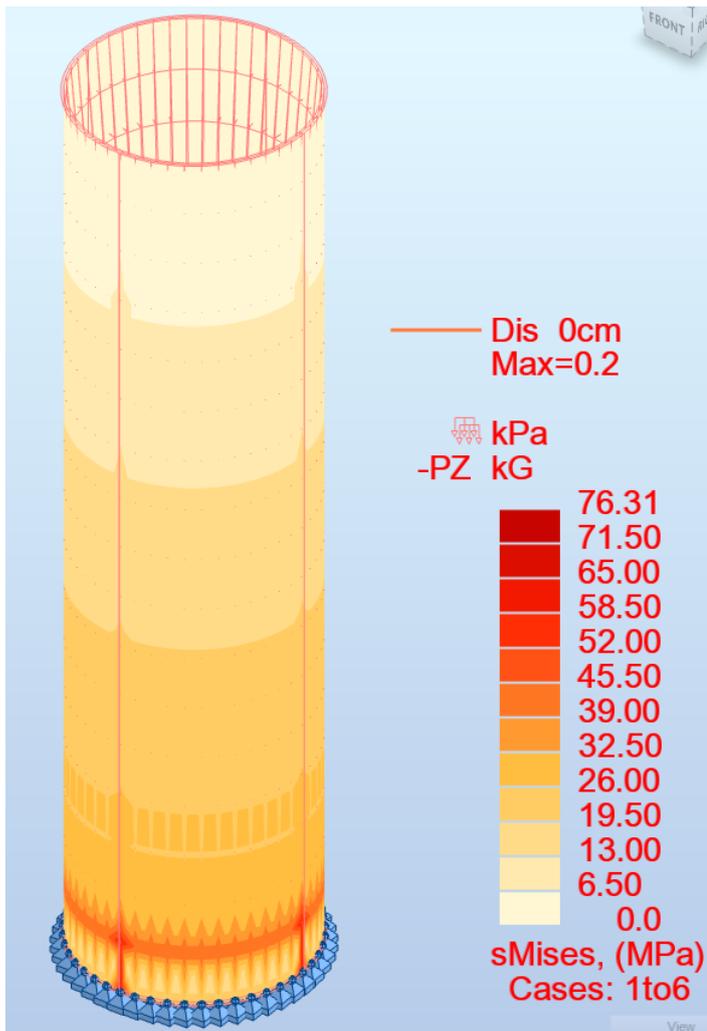


Ilustración 31 esfuerzo equivalente vonmises

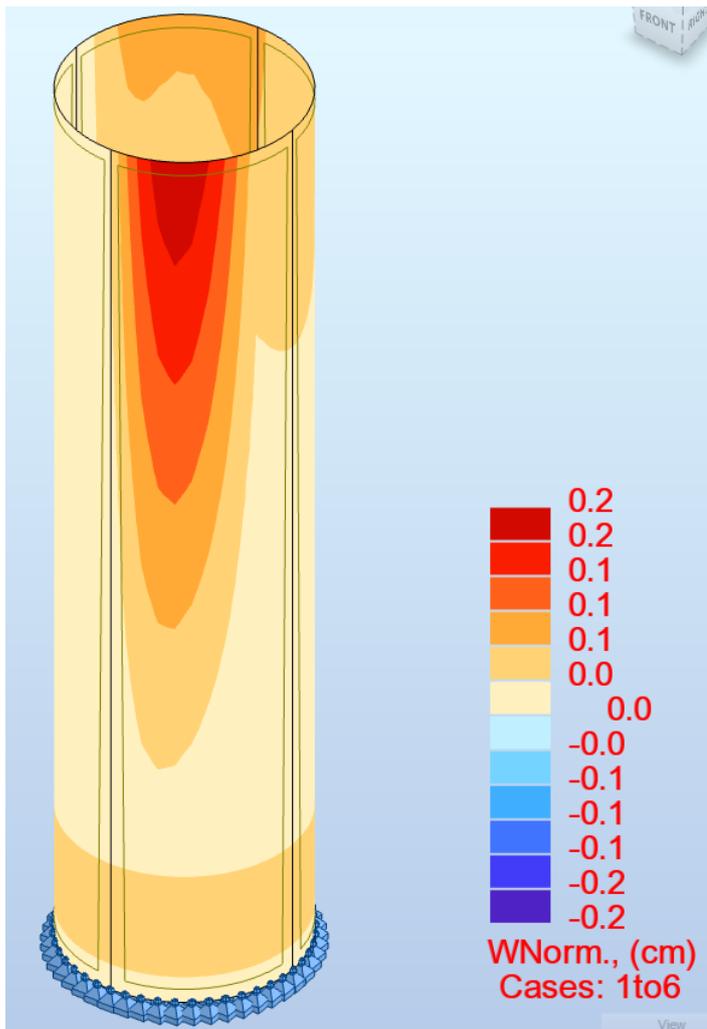


Ilustración 32 desplazamiento máximo

	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kNm)	MY (kNm)	MZ (kNm)
MAX	16.22	16.22	11.02	0.00	0.00	0.00
Node	2	5	1	5	4	283
Case	1	1	2	1	1	4
MIN	-16.22	-16.22	-6.33	-0.00	-0.00	-0.00
Node	4	3	234	3	2	21
Case	1	1	4	1	1	4

Ilustración 33 Reacciones máximas (todos nodos de la base)

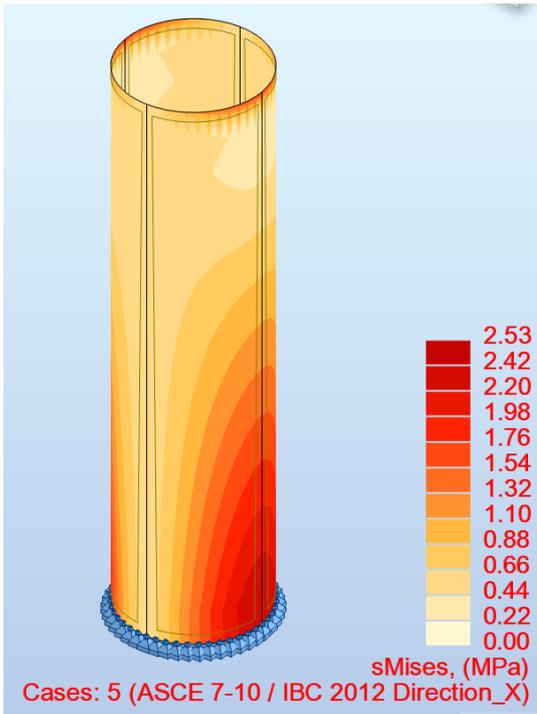


Ilustración 34 Esfuerzo equivalente vonmises dirección x

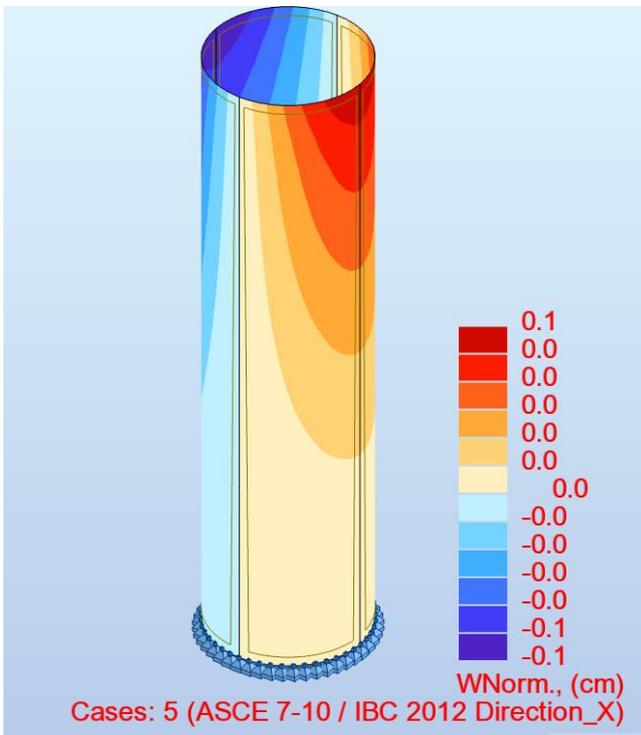


Ilustración 35 Desplazamiento máximo dirección x

	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kNm)	MY (kNm)	MZ (kNm)
MAX	0.00	0.16	4.90	0.00	0.00	0.00
Node	1	234	4	163	4	283
Case	5	5	5	5	5	5
MIN	-0.47	-0.16	-4.90	-0.00	-0.00	-0.00
Node	5	163	2	234	3	146
Case	5	5	5	5	5	5

Ilustración 36 Reacciones maximas (todos nodos de la base)

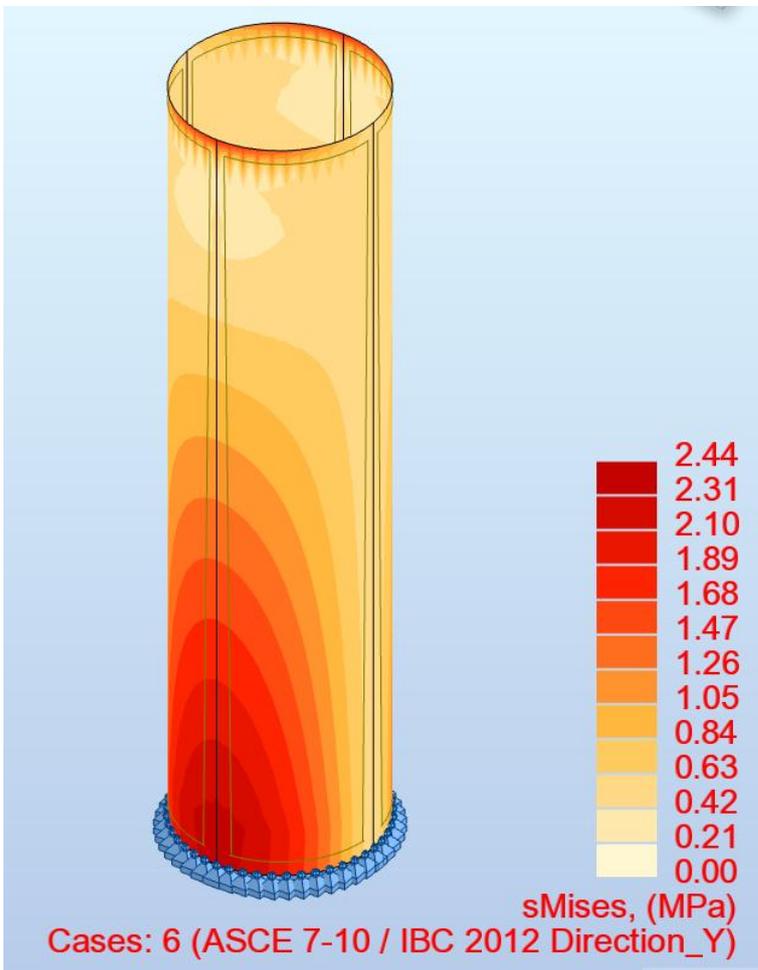


Ilustración 37 Esfuerzo equivalente vonmises dirección y

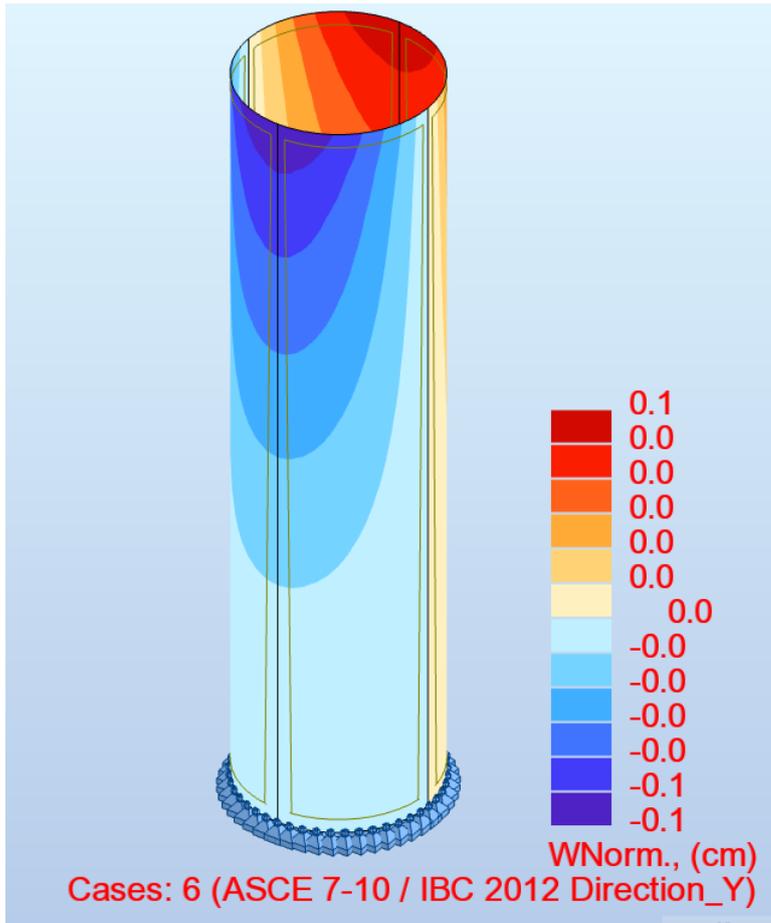


Ilustración 38 desplazamiento máximo dirección y

	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kNm)	MY (kNm)	MZ (kNm)
MAX	0.16	0.00	4.90	0.00	0.00	0.00
Node	92	1	3	2	234	217
Case	6	6	6	6	6	6
MIN	-0.16	-0.47	-4.90	-0.00	-0.00	-0.00
Node	163	2	5	3	163	75
Case	6	6	6	6	6	6

Ilustración 39 Reacciones máximas (todos nodos de la base) para dirección y

PERNOS SELECCIONADOS:

DIÁMETRO: 1" (25,4 mm)

CANTIDAD: 4 UN

MATERIAL: ASTM A193 GR. B7

RESISTENCIA TRACCION:

MIN: 125.000 PSI

MAX: 100.000 PSI

LIMITE DE FLUENCIA: 105.000 PSI MIN

DUREZA:

MIN 121 BRINELL

MAX 212 BRINELL

ELONGACION EN 2":

MIN 16%

REDUCCION DE AREA:

MIN 50%

ESFUERZOS:

$F_{RZMAX} = 11,02 \text{ kN}$

$A_{ef} = 0,316 \text{ cm}^2$

$\sigma_{RZMAX} = 3480 \text{ kPa (504 Psi)}$

El área aportada por los pernos para trabajo en tensión excede por mucho el requerimiento del movimiento generado por la onda sísmica, por lo tanto es viable el trabajo del equipo con el anclaje propuesto.

11. ANÁLISIS DE DATOS.

En las tablas y gráficas que expresan los resultados de los cálculos de la velocidad de Hadamard se aprecia una tendencia favorable para la capacidad de proceso del Gun Barrel transportable en función de la temperatura; es decir, a mayor temperatura aumenta la capacidad de proceso del equipo.

Teniendo en cuenta los datos, se puede concluir que la capacidad de deshidratación para crudos pesados es muy baja. Se ve una baja eficiencia de procesamiento del equipo en función al radio de la gota de agua. Para crudos de 15 API el equipo no ofrece una capacidad de procesamiento para gotas de radio inferior a 0.05 cm en los rangos de temperatura en los cuales se puede operar. Para crudos 20 API se presenta una capacidad de proceso de 1000 bpd para gotas dispersas con un diámetro superior a 0.02 cm para el rango de temperatura de 20°C a 45°C.

Para los crudos de 25 API la capacidad de proceso se incrementa considerablemente procesando 1000 bpd de emulsión separando gotas de un radio superior a los 0.0055 cm a los 20 °C y un tamaño de gota de 0.003 cm a los 45 °C.

El crudo de 30 API muestra una capacidad de deshidratación de gotas de 0.002cm de radio a los 20°C y 0.00125 cm para una temperatura de 45°C. Para crudos 35 API es posible separar gotas de un radio inferior a 0.0008 cm. a 20°C y separación de gotas de 0.00045 cm a los 45°C.

12. CONCLUSIONES

No es posible procesar 1000 bpd de emulsiones W/O con crudos de grado API inferior a 20. Las velocidades de Hadamar para gotas de fase dispersa con un diámetro inferior a 0.5mm no permiten a las gotas la floculación por gravedad ya que no se supera la velocidad lineal con la que ascienden 1000 bpd de emulsión dentro del equipo diseñado.

Para emulsiones con crudos entre 20 API y 25 API es posible deshidratar emulsiones a una razón de 1000 bpd. Sin embargo, para el rango de crudos comprendido se considera necesario el uso de aditivos que faciliten la ruptura de las emulsiones para forzar la floculación de las gotas y permitir una fase dispersa de mayor tamaño y alcanzar una eficiencia de deshidratación superior a la estimada.

Los crudos con un grado API superior a 25 presentan una gran capacidad de deshidratación dentro de los parámetros dimensionales que ofrece el diseño del Gun Barrel transportable.

Se debe tener presente que los valores de viscosidad de crudo contemplados dentro del diseño corresponden a valores calculados mediante un modelo matemático ajustado a un crudo específico. Es necesario realizar pruebas de viscosidad de las emulsiones que se van a procesar y se deben considerar otros factores para dimensionar la capacidad de deshidratación final del equipo.

13. RECOMENDACIONES

Se deben tener en cuenta los tiempos de residencia de la emulsión dentro del equipo para garantizar la floculación adecuada de las gotas de la fase dispersa. El tiempo de residencia requerido debe calcularse mediante pruebas de laboratorio y se deben tener en cuenta en el funcionamiento del equipo. El archivo de Microsoft Excel en el cual se calcularon los valores de velocidad de Hadamard contiene la formulación específica para el cálculo de residencia en función del flujo, la temperatura y el tamaño de gota. Para crudos medios se recomienda diseñar un equipo de calentamiento de la emulsión para mejorar la eficiencia del proceso.

Se recomienda la elaboración de un manual de operación, transporte y mantenimiento de este equipo para complementar los criterios expresados en este trabajo.

14. Bibliografía

- AIS. (2010). *REGLAMENTO COLOMBIANO DE CONSTRUCCIÓN SISMORESISTENTE NSR-10*. Bogotá-Colombia: Asociación Colombiana e Ingeniería Sísmica.
- Alomair, O., & Jumaa, M. (2016). Heavy oil viscosity and density prediction at normal and elevated temperatures. *J Petrol Explor Prod Technol* 6, 253-263.
- API. (1990). *API Publication - Design and Operation of Oil - Water Separators*. Washington, DC - EEUU: American Petroleum Institute.
- API. (2013). *API STANDARD 650 Welded Tanks for Oil Storage TWELFTH EDITION*,. Washington, DC-EEUU: American Petroleum Institute.
- Barrero, D., & Pardo, A. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal* . Bogotó-Colombia: AHN and B&M Exploration Ltda.
- Benjumea H., P., Chaves N., G., & Vargas R., C. (2006). EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA DENSIDAD DEL BIODIESEL DE ACEITE DE PALMA Y SUS MEZCLAS CON DIESEL CONVENCIONAL. *Revista energética* 36, 41-50.
- Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena*. (2009). Bogotá-Colombia: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS.
- Figueroa Jachilla, V. (2009). *DESEMULSIFICACIÓN DE TANQUES DE SLOP POR TRATAMIENTO EN FRÍO EN REFINERÍA LA PAMPILLA*. Lima-Perú: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA.
- Galvis Portilla, Y. C. (2007). *ESTUDIO DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO Y TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN PF2*

DEL CAMPO CAÑO LIMÓN. Bucaramanga-Colombia: Universidad Industrial de Santander.

García Isleño, R. A., & De Gante, A. (2005). *DISEÑO DE TANQUE DESHIDRATADOR DE 33 000 BLS EN LA PLANTA DESHIDRATADORA DE PEMEX EN NARANJOS VERACRUZ*. Tuxpan-México: Universidad Veracruzana.

Laurencio Alfonso, H., & Delgado Drubey, Y. (2008). PROPIEDADES REOLÓGICAS DE EMULSIONES DE PETRÓLEO PESADO EN AGUA. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 16 N° 1, 244-249.

Malagón, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*. Bogotá-Colombia: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD.

Marfisi, S., & Salager, J. L. (2004). *DESHIDRATACIÓN DE CRUDO. Principios y Tecnología*. Mérida-Venezuela: Laboratorio FIRP Escuela de INGENIERIA QUIMICA, UNIVERSIDAD de Los ANDES.

Mosquera Molina, L., & Rodríguez Delgado, V. (2010). *OPTIMIZACIÓN DE LAS ACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO*. Quito-Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Rubiano Daza, H. (2010). *LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL HUILA EN LA DÉCADA DEL 90*. Bogotá-Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

Sanabria Patiño, J., & Cifuentes Bermudez, I. (2010). *ANÁLISIS Y DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA EL MANEJO DE CRUDOS PESADOS Y BITUMINOSOS (CAMPO RUBIALES)*. Bucaramanga-Colombia: Universidad Industrial de Santander.

Velásquez, I., & Pereira, J. (2014). Emulsiones de agua en crudo. Aspectos Generales. 45-54.

