

**ANÁLISIS Y DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE
PARA MANEJO DE CRUDOS PESADOS Y BITUMINOSOS
(CAMPO RUBIALES)**

**JOHANNA CAROLINA SANABRIA PATIÑO
IVAN DARÍO CIFUENTES BERMUDEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**ANÁLISIS Y DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE
PARA MANEJO DE CRUDOS PESADOS Y BITUMINOSOS
(CAMPO RUBIALES)**

**JOHANNA CAROLINA SANABRIA PATIÑO
IVAN DARÍO CIFUENTES BERMUDEZ**

**Trabajo de grado presentado como requerimiento parcial para
optar el título de Ingeniero de Petróleos**

Director

Msc. Nicolás Santos Santos

Codirector

Ing. Rodolfo Cortés López

Project Manager CPF2

Pacific Rubiales Energy, Metapetroleum Corp.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2010

Dedico este proyecto y toda mi carrera universitaria a Dios por ser quien ha estado a mi lado en todo momento dándome las fuerzas necesarias para continuar luchando día tras día y seguir adelante rompiendo todas las barreras que se me presenten.

Mis padres y mis hermanos por darme la estabilidad emocional, económica, sentimental; para poder llegar hasta este logro, que definitivamente no hubiese podido ser realidad sin ustedes.

Gracias por enseñarme que todo se aprende y que todo esfuerzo es al final recompensa.

Su esfuerzo, se convirtió en su triunfo y el mío.

A todos mis amigos pasados y presentes; por ayudarme a crecer y madurar como persona y por estar siempre conmigo apoyándome en todas las circunstancias posibles, también son parte de esta alegría.

Y a todos aquellos, que han quedado en los espacios más escondidos de mi memoria, pero que fueron participes en este crecimiento personal,

GRACIAS.

JOHANNA CAROLINA SANABRIA PATIÑO

Quiero agradecer en primer lugar a DIOS quien me ha dado la oportunidad de enorgullecer con este logro a aquellos que han creído en mí.

A mi Padre Rubén Darío, a mi Madre María Esther, a mi Hermana Mónica Alejandra, a mi sobrinito Diego Alejandro, que aunque muchas veces fue mi distracción, en muchas otras mi aliciente, sin olvidar a mi Lili "Mi paloma"; por último y no por esto menos importante a mis amigos y demás personas que aunque sus nombres no estén escritos en esta hoja, en mi corazón y en mis buenos recuerdos sí lo están, les estoy muy agradecido.

"He llegado a lo alto, movido por mis pies y empujado por sus brazos".

IVÁN DARÍO CIFUENTES BERMÚDEZ

AGRADECIMIENTOS

Nos gustaría dar las gracias a una serie de personas cuya orientación y ayuda han hecho posible este estudio. En primer lugar deseamos expresar nuestro más sincero agradecimiento al Ingeniero Nicolás Santos Santos, por dirigir y orientar nuestro proyecto, de igual modo a nuestros calificadores Cesar Augusto Pineda y Julio Pérez quienes con sus conocimientos hicieron posible el buen desarrollo y culminación de nuestro trabajo de grado.

Agradecemos la valiosa colaboración y buena voluntad del Dr. Luis Andrés Rojas vicepresidente de la empresa Meta Petroleum Corp. quien nos permitió trabajar de la mano de personas expertas (Ingeniero José Domingo Cuesta, Ingeniero Gilberto Prada, Ingeniero Germán Hernández, Ingeniero John Everth Ospina) que nos ofrecieron toda la colaboración, orientación y supervisión del trabajo; al Ingeniero Rodolfo Cortes López, Project Manager CPF-2, Meta Petroleum Corp. por su disposición permanente e incondicional en aclarar nuestras dudas y por sus substanciales sugerencias durante la redacción de la Tesis, por su amistad.

A nuestros familiares por su amor, comprensión y apoyo en el cumplimiento de nuestras metas.

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por formarnos profesionalmente.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1 MARCO TEORICO	2
1.1 GENERALIDADES CAMPO RUBIALES.....	2
1.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO RUBIALES.....	3
1.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO DE CAMPO RUBIALES	4
1.1.3 INFRAESTRUCTURA EXISTENTE	5
1.1.4 NUEVA FACILIDAD CENTRAL DE PRODUCCIÓN (CPF 2).....	6
1.2 ELEMENTOS COMPONENTES DE UNA FACILIDAD	7
1.3 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE MANEJO DE ACEITE EN SUPERFICIE	12
1.3.1 REQUERIMIENTOS DE CALIDAD DEL CRUDO.....	12
1.3.2 EMULSIONES	13
1.3.3 FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA SEPARACION AGUA – CRUDO	17
1.4 TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN SUPERFICIE	19
1.4.1 TRATAMIENTO PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO.....	21
1.4.2 TRATAMIENTO DE AGUA.....	56
1.4.3 TRATAMIENTO DEL GAS.....	57
1.5 CRUDOS BITUMINOSOS	58
1.5.1 PRODUCCIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS.....	60
2 DISEÑO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO CAMPO RUBIALES CPF2	72
2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	72

2.1.1	DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS SEGÚN EL PROCESO	74
2.2	HOJAS DE DATOS DE LOS EQUIPOS.....	84
2.3	BALANCE DE MATERIA	91
	CONCLUSIONES.....	91
	RECOMENDACIONES.....	92
	GLOSARIO.....	93
	BIBLIOGRAFIA.....	94
	ANEXOS.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de ubicación geográfica Campo Rubiales.....	2
Figura 2. Ubicación Geográfica de la Facilidad central de producción CPF 2.	6
Figura 3. Paquete de tratamiento de agua.....	9
Figura 4. Líneas de flujo y manifold.	9
Figura 5. Múltiple o manifold y colectores.....	10
Figura 6. Piscina para tratamiento de aguas.	10
Figura 7. Tanques de almacenamiento y facilidades en general.	10
Figura 8. Tea o antorcha.....	11
Figura 9. Esquema de una emulsión.	13
Figura 10. Estabilización de una gota de agua por agentes emulsificantes presentes en el crudo.	17
Figura 11. Esquema de producción para deshidratación de crudo.....	23
Figura 12. Estimación de agua emulsionada contenida en crudo.....	25
Figura 13. Procedimiento para la realización de la prueba de botella.....	26
Figura 14. Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación.	26
Figura 15. Eliminador de agua libre – Tanque FWKO	32
Figura 16. Tanque de lavado – Gun barrel	33
Figura 17: Coeficiente β	35
Figura 18. Tratador térmico.	38
Figura 19. Viscosidad típica del crudo vs temperatura y gravedad, para estimativos en unidades de campo.....	39
Figura 20. Calentador de crudo de tipo directo.....	40
Figura 21. Calentador de crudo de tipo indirecto.	41
Figura 22. Tratador electrostático horizontal.....	46

Figura 23. Esquema típico del proceso de desalado.	48
Figura 24. Esquema de producción para desalado de crudo.....	49
Figura 25. Esquema de un sistema de desalado de una etapa.	53
Figura 26. Esquema de un sistema de desalado de dos etapas con una corriente de recicló.	54
Figura 27. Ubicación geográfica de Minas de Bitumen en Colombia.....	60
Figura 28. Proceso de extracción de las Arenas Bituminosas en mina a cielo abierto.....	62
Figura 29. Tratamiento cuando la explotación es a cielo abierto.....	65
Figura 30. Método Vapex.....	67
Figura 31. Tratamiento para método In Situ.	69
Figura 32. Tratamiento para método VAPEX.....	71
Figura 33. Diagrama general del proceso.....	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Características y propiedades del crudo Rubiales.	3
Tabla 2: Características del yacimiento de producción Campo Rubiales.	4
Tabla 3: Condiciones iniciales de tratamiento y propiedades del crudo a 190 °F (Primera etapa).	75
Tabla 4: Dimensionamiento del tanque a las condiciones dadas en la primera etapa.	76
Tabla 5: Determinación del diámetro y longitud del tanque luego del cálculo base en la primera etapa.	76
Tabla 6: Determinación final del diámetro y longitud del tanque en la primera etapa.	77
Tabla 7: Condiciones iniciales de tratamiento y propiedades del crudo a 210 °F (Segunda etapa).	78
Tabla 8: Dimensionamiento del tanque a las condiciones dadas en la segunda etapa.	78
Tabla 9: Determinación del diámetro y longitud del tanque luego del cálculo base en la segunda etapa.	79
Tabla 10: Determinación final del diámetro y longitud del tanque en la segunda etapa.	79
Tabla 11: Condiciones iniciales de tratamiento y propiedades del crudo a 220 °F en la tercera etapa.	80
Tabla 12: Determinación de espesor y el diámetro máximo de la fase aceite.	80
Tabla 13. Determinación del diámetro y longitud del separador luego del cálculo base en la tercera etapa.	81
Tabla 14. Condiciones de entrada y propiedades del crudo a 250 °F en la cuarta etapa.	82

Tabla 15: Determinación de espesor y el diámetro máximo de la fase aceite en la cuarta etapa.	82
Tabla 16. Determinación del diámetro y longitud del tratador luego del cálculo base en la cuarta etapa.	83
Tabla 17. Hoja de datos Tanque free water knockout 1.....	84
Tabla 18. Hoja de datos Tanque free water knockout 2.....	85
Tabla 19. Hoja de datos Bomba de desplazamiento de crudo.....	86
Tabla 20. Hoja de datos Intercambiador de calor líquido – líquido.	87
Tabla 21. Hoja de datos Intercambiador de calor Líquido - vapor.....	88
Tabla 22. Hoja de datos Separador trifásico.	89
Tabla 23. Hoja de datos Tratador electrostático.	90
Tabla 24. Balance de materia del proceso.....	91

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Condiciones de diseño para recipientes a presión.	98
ANEXO B. Condiciones de diseño para tanques.....	99
ANEXO C. Velocidades y Δp máximos recomendados en líneas de acero al carbono para servicios con líquidos.....	99
ANEXO D. Velocidades y Δp máximos recomendados en líneas de acero al carbono para servicio con agua.	101
ANEXO E. Velocidades máximas recomendadas para el dimensionamiento de líneas con servicio de gases y vapores.	103
ANEXO F. Velocidades máximas recomendadas para el dimensionamiento de líneas con servicio de gases y vapores asociadas a equipos.	104
ANEXO G. Nomenclatura para intercambiadores de casco y tubos.....	105

RESUMEN

TITULO¹

ANÁLISIS Y DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA MANEJO DE CRUDOS PESADOS Y BITUMINOSOS (CAMPO RUBIALES).

AUTORES²

JOHANNA CAROLINA SANABRIA PATIÑO
IVAN DARÍO CIFUENTES BERMUDEZ

PALABRAS CLAVE

Facilidades de Superficie, Deshidratación, Desalado, Crudo Pesado, FWKO.

DESCRIPCIÓN

El bitumen natural y el crudo pesado difieren de los petróleos livianos por su alta viscosidad a temperatura ambiente, alta densidad (baja gravedad API) y un significativo contenido de nitrógeno, oxígeno, azufre y metales pesados.

En el Campo Rubiales nace la necesidad de analizar y construir una planta central de procesamiento de fluidos CPF con mayor capacidad. El nuevo CPF en el campo Rubiales se proyecta para atender la demanda del incremento de la producción y proveer facilidades para transporte en la estación de bombeo, zonas de proceso y almacenamiento. Las especificaciones que debe cumplir el crudo tratado son: BSW < 0,5% y 185 °F. El fluido producido es bifásico porque está compuesto por crudo pesado de 12.8 °API y agua de formación, este es un fluido con cortes de agua relativamente altos en emulsión (85 – 95% volumen).

Este trabajo presenta el análisis y diseño de una planta de tratamiento de crudo con las características del crudo Rubiales para 35000 BOPD como planta de apoyo a la planta de tratamiento existente, se determinan las dimensiones de los equipos para deshidratación (dos tanques Free Water Knockout (FWKO), dos separadores trifásicos y dos tratadores electrostáticos, así como los requerimientos de los intercambiadores de calor crudo-crudo, crudo-vapor y las bombas de suministro de crudo) y se simula el proceso para garantizar que se pueda cumplir con los requerimientos de entrega del crudo.

¹ TRABAJO DE GRADO

² FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS. DIRECTOR: MSC. NICOLAS SANTOS SANTOS.

SUMMARY

TITLE³

ANALYSIS AND DESIGN OF SURFACE FACILITIES FOR HANDLING HEAVY CRUDE OIL AND BITUMEN (RUBIALES OIL FIELD).

AUTHORS⁴

JOHANNA CAROLINA SANABRIA PATIÑO
IVAN DARÍO CIFUENTES BERMUDEZ

KEY WORDS

Surface facilities, Dehydration, Desalted, Heavy oil crude, FWKO.

ABSTRACT

The natural bitumen and heavy crude oils differ from light due to its high viscosity at reservoir temperature, high density (low API gravity) and a significant content of nitrogen, oxygen, sulfur and heavy metals.

Rubiales Field was born in the need to analyze and construct a central processing plant fluid CPF with greater capacity. The new CPF in the Rubiales field is projected to meet the demands of increased production and transportation facilities to provide the pumping station, processing and storage areas. The specifications to be met by oil processed are: BSW <0.5% and 185 ° F. The fluid produced is biphasic because heavy oil is composed of 12.8 ° API and formation water; this is a fluid with relatively high water cuts in emulsion (85 - 95% volume).

This paper presents the analysis and design of an oil treatment plant with the characteristics of the Rubiales Crude to 35,000 BOPD as ground support existing treatment plant (two tanks Free Water Knockout (FWKO), two three-phase separators and two electrostatic treaters, requirements as well as heat exchangers (liquid-liquid and liquid-vapor), defines the dimensions of the equipment for dehydration and simulates the process to ensure that it can meet the delivery requirements of crude.

³ THESIS FOR BACHELOR DEGREE.

⁴ PHYSICAL – CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY, PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL. DIRECTOR: MSC. NICOLAS SANTOS SANTOS.

INTRODUCCIÓN

Los crudos livianos convencionales exhiben una alta tasa de producción y bajo costo, ellos han sido explotados antes que otros tipos de petróleo y en consecuencia representan una fracción decreciente de los petróleos que quedan en la tierra.

El bitumen natural y el petróleo pesado (petróleo asfáltico, denso y viscoso) difieren de los petróleos livianos por su alta viscosidad a temperatura ambiente, alta densidad (baja gravedad API) y un significativo contenido porcentual de azufre, sal y metales pesados (níquel, vanadio, hierro, etc.).

Debido a que el crudo se produce en estructuras geológicas situadas en subsuelo, generalmente va acompañado de cantidades variables de agua de formación y de otros materiales; debido a las propiedades físicas diferentes de los fluidos y a su uso, es necesario manejarlo en superficie en forma diferente para que el crudo cumpla con las condiciones requeridas en el mercado.

Una de las características físicas de los crudos es la viscosidad y la gravedad específica (expresada internacionalmente mediante °API). La escala °API en crudos extrapesados caen en el rango (0,0 - 9,9) °API y los pesados en el rango (10 - 21,9) °API y en viscosidad en cp, estos crudos tienen valores entre 1.200 y 95.000 cp. Para hacerlos más fluidos y manejables requieren calentamiento o diluyentes.

Todo esto hace que la refinación de estos crudos requiera métodos y tratamientos especiales para mejorar su calidad y obtener los resultados deseados de comercialización de los derivados del crudo: combustibles y materias primas.

1 MARCO TEORICO

1.1 GENERALIDADES CAMPO RUBIALES

El campo Rubiales es la zona petrolera más al sureste de los Llanos Orientales Colombianos, está localizado en el Departamento del Meta, a ciento setenta (170) km al Sur-Este de Puerto Gaitán y a cuatrocientos sesenta y cinco (465) km al Sur-Este de Bogotá (ver figura 1) y hace parte del contrato de asociación Rubiales / Pirirí, establecido con Metapetroleum Corp. y Ecopetrol, se encuentra en la zona alta de los caños Ivoto, Budar y Arrabo, afluentes del rio Tillavá y del caño Masiferiana. Tiene una extensión de 59.600 hectáreas (área contratada) y un área exploratoria (Bloque Quifa) de aproximadamente 153.000 Kms.

Figura 1: Mapa de ubicación geográfica Campo Rubiales.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

1.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO RUBIALES

Este campo produce crudo pesado (12.8 °API @ 60 °F), con alto corte de agua (entre 80 – 95 % volumen) en estado de emulsión. El flujo es bifásico porque es compuesto por crudo pesado y agua de producción, algunas propiedades se muestran en la tabla 1.

Tabla 1: Características y propiedades del crudo Rubiales.

Estado	Líquido
Color	Negro
Agua soluble	Ninguno
Gravedad API @ 60°F	12,8 °API
Punto de auto ignición	405 °C
Gravedad especifica @ 60 °F	0,9843
Presión de vapor @ 68 °F	0,89 psi
Viscosidad Cinemática @ 150 °F	367,8 cSt
Calor de Combustión (Gross)	43,199 MJ/Kg
Punto de inflamación	180,86 °F
Numero de neutralización	0,45 mg KOH/gr
Punto de fluidez	+ 50 °F
Residuos de Carbón	12,6 % m
Contenido de Sal	4 lb/1000 Bls
Azufre	1,296 %p
n-C7 Insoluble	13,17 %m
Cenizas	0,04 %m
H2S Existente	<1 ppm
Vanadio	129,4 ppm
Niquel	30,6 ppm
Hierro	1,6 ppm
Cobre	0,1 ppm
Sodio	0,6 ppm

Fuente: Pacific Rubiales Energy.

El Campo Petrolero de Rubiales produce casi 100.000 BOPD y 900.000 BWPD. El yacimiento tiene las siguientes características:

1.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO DE CAMPO RUBIALES ⁵

El yacimiento lo constituyen las areniscas del tercio inferior de la Formación Carbonera, de edad Eoceno Tardío - Oligoceno Temprano, llamadas informalmente Arenas Basales, las cuales fueron depositadas en un ambiente predominantemente fluvial y reposan discordantemente sobre rocas Paleozoicas.

El yacimiento se encuentra entre los 2400 y los 3000 pies de profundidad, con muy baja sobrecarga, razón por la cual las rocas tienden a ser relativamente inconsolidadas. En general se presentan porosidades entre 25 y 32% y permeabilidades en el rango de 5 a 50 Darcys, propiedades que indican una muy buena calidad de roca reservorio.

Tabla 2: Características del yacimiento de producción Campo Rubiales.

Roca Fuente	Formación Gacheta (Origen Marino) Edad: Cretácico Superior
Trampa y Proceso de migración	De los Llanos Orientales a la región Oeste
Yacimiento	Formación Carbonera (Cuarzo Mono y poli cristalino y Feldespatos Potásicos)
Porosidad %	25 - 32
Permeabilidad (Darcy)	5 _ 50
Espesor de producción (pies)	10 _ 80

Fuente: Paper SPE 114191 y Pacific Rubiales Energy.

⁵ Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. Pacific Rubiales Energy, p 2.

1.1.3 INFRAESTRUCTURA EXISTENTE

En el Campo Rubiales actualmente existen 79 pozos, de los cuales 42 son activos, 26 se encuentran cerrados, 9 abandonados y 2 se hallan suspendidos, todos perforados a profundidades de aproximadamente 3000 pies (915 metros) con producción de crudo pesado, alcanzando una producción de más de 100.000 barriles de crudo por día (BOPD). El campo está provisto de tres baterías de almacenamiento y un CPF 1 (facilidad central de procesamiento) donde llega, a través de una línea de transferencia de 12 pulgadas, el fluido de los pozos y se realiza el proceso de separación, agua-crudo. La longitud total de las líneas existentes es de aproximadamente 70 Km.

El Campo Rubiales además cuenta con dos campamentos, uno en inmediaciones de la Batería 1 y otro en la finca Arrayanes, donde habita una población flotante estimada en 1200 personas. Allí se prestan además servicios de alimentación y lavado de ropa. Adicionalmente en proximidades a la Batería 1 se adecuó una caseta donde se ofrecen los servicios de alimentación y hospedaje para los transportadores y se ubican las oficinas, talleres, despachos de tracto camiones y abastecimiento de combustibles de los vehículos en general.

Al interior del campo se cuenta con una red vial mediante la cual se ha establecido comunicación con todos los pozos perforados desde una vía central que viene de Puerto Gaitán y llega hasta el Campamento Base (Ubicado en inmediaciones de la Batería 1), para continuar hacia la Batería 3 y seguir hacia el río Tillavá. Desde la vía principal también se desprenden vías que conducen a las Baterías 1 y 2, a la pista y a los diferentes pozos. El campo cuenta con la pista de aterrizaje Morelia, adecuado para aviones pequeños.

Adicionalmente, las facilidades del Campo Rubiales están energizadas a través de generadores de energía eléctrica con motores que operan con Diesel como combustible, concentrados en cada Batería, Facilidad, Clúster o Pozo. Se tiene en

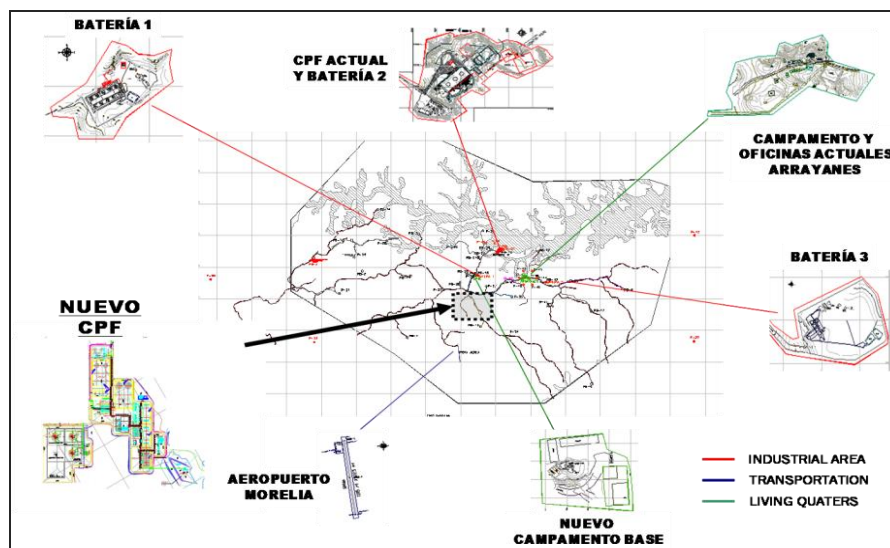
campo aproximadamente 65 equipos de generación donde el 80 % los mismos son de una potencia de generación de 275 KW.

1.1.4 NUEVA FACILIDAD CENTRAL DE PRODUCCIÓN (CPF 2)

El nuevo CPF en el campo Rubiales se proyecta para atender la demanda del incremento de la producción y proveer facilidades para transporte en la estación de bombeo, zonas de proceso y almacenamiento, campamentos definitivos y temporales. Este se encuentra a tres kilómetros del Campamento Arrayanes.

En él se desarrollarán varios procesos: i) Recolección de los fluidos de los pozos, ii) Tratamiento del crudo, iii) Almacenamiento del crudo deshidratado, iv) Manejo, tratamiento y disposición de residuos líquidos y sólidos, v) Tratamiento y disposición de aguas de producción, vi) Inyección de agua de producción, vii) Tratamiento de los lodos de producción (sludge treatment) y viii) Implementación de desarrollos adicionales y sistemas de servicios.

Figura 2. Ubicación Geográfica de la Facilidad central de producción CPF 2.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

1.2 ELEMENTOS COMPONENTES DE UNA FACILIDAD

A continuación se enuncian los diferentes elementos que componen una facilidad de producción de crudo:

- a) **Bombas:** Aumentan la presión de los líquidos. Se instalan de tipos: las de desplazamiento positivo (alternativo y rotatorio) y dinámicas (centrífugas y axiales).
- b) **Calentadores:** Recipientes tubulares para calentamiento de fluidos con el fin de disminuir la viscosidad y así facilitar la separación posterior del agua emulsionada. Pueden ser indirectos o directos, según el procedimiento para transmitir el calor del combustible al fluido: por radiación o por conducción y convección.
- c) **Desnatadores o Separadores API:** Son recipientes abiertos, en algunos casos cerrados, que recogen el agua procedente de los tratadores y drenajes de tanque; facilitan el reposo para la separación o eliminación completa de petróleo e hidrocarburos atrapados en el agua.
- d) **Filtros de gas y agua:** Separan o eliminan partículas sólidas presentes en los fluidos, (ver figura 3).
- e) **Instrumentos:** Comprenden los medidores primarios de temperatura, presión, nivel, flujo, densidad y los transmisores neumáticos o electrónicos; receptores de señales, cables conductores, tableros centralizados de instrumentos, válvulas de control automático, PLC's y/o sistemas de control distribuido.
- f) **Líneas de flujo:** Tuberías que conectan al pozo con la batería (ver figura 4).
- g) **Múltiple (Manifold):** Compuesto de un conjunto de tuberías colectoras de mayor diámetro, que toman la producción de varios pozos; es típico disponer de un colector general y uno de prueba, independizados mediante la operación de válvulas. Generalmente vienen provistos para inyección de químicos y tomar muestra del fluido (ver figura 5).

- h) Piscinas:** Recipientes grandes naturales o contruidos para oxidación y eliminación de materia orgánica presente en el agua (ver figura 6).
- i) Separadores:** Segregan dos o tres fases de fluido procedente de los pozos. Funcionan como separador general y separador de prueba.
- j) Sistema de inyección de inhibidores y químicos:** Compuestos por lo regular de recipientes de almacenamiento y mezcla, bombas de dosificación o proporcionadoras, puntos de inyección, tuberías y accesorios.
- k) Tanques:** Recipientes para almacenar fluidos. En la batería se utilizan para almacenar petróleo crudo o la mezcla con agua. Existen como tanques de almacenamiento, tanques de prueba, tanque de lavado, tanques separadores de agua libre (free water knock out). El tanque de lavado comúnmente llamado gun barrel, (ver figura 7).
- l) Tanques Sumideros:** Tanques localizados bajo la superficie del terreno; Cilíndricos o rectangulares, para recoger drenajes.
- m) Teas o Antorchas:** Sirven para venteo y quema de vapores de separadores y tanques, descargados directamente o a través de válvulas y artefactos de relevo y seguridad. (ver figura 8).
- n) Tratadores:** Pueden estar integrados al calentador. Por lo general es la vasija donde se permite reposo para la separación de la emulsión y del gas desprendido del crudo en forma de vapores debido al calentamiento. Pueden ser verticales u horizontales.
- o) Tuberías:** Conducen los fluidos desde el múltiple hasta las vasijas de tratamiento, intercomunican vasijas, sirven de succión y descarga de bombas y compresores, o de drenajes y venteo.
- p) Múltiples y Colectores:** Las líneas de llegada de un pozo mediante la operación de un juego de válvulas entran al colector de prueba o al colector general del múltiple, en forma alterna.
- q) Válvulas y accesorios de tubería:** Válvulas de paso manuales y auto-operadoras. Válvulas de seguridad, accesorios de tubería como Tes, reducciones, bridas, tapones, etc.

Figura 3. Paquete de tratamiento de agua.



Fuente: Campo Rubiales, Foto Autores del proyecto.

Figura 4. Líneas de flujo y manifold.



Fuente: Campo Rubiales, Foto Autores del proyecto.

Figura 5. Múltiple o manifold y colectores.



Fuente: Campo Rubiales, Foto Autores del proyecto.

Figura 6. Piscina para tratamiento de aguas.



Fuente: Campo Rubiales, Foto Autores del proyecto.

Figura 7. Tanques de almacenamiento y facilidades en general.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

Figura 8. Tea o antorcha.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

1.3 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE MANEJO DE ACEITE EN SUPERFICIE

La producción de un pozo de petróleo consiste de una mezcla de fluidos, aceite (petróleo), gas y agua.

Debido a las diferencias en las propiedades físicas de los fluidos, es necesario manejarlo en superficie en forma diferente. Es así, como se tendrá que construir en superficie lo que se conoce como facilidades de producción o baterías, en las cuales se recolecta el fluido proveniente de los pozos, se hace una separación de fases, tratamiento de cada una de ellas, disposición del agua de producción (inyección o vertimiento), almacenamiento del crudo y bombeo a los puertos de exportación y/o refinerías.

1.3.1 REQUERIMIENTOS DE CALIDAD DEL CRUDO⁶

El crudo debe cumplir unas especificaciones de calidad para que tenga valor en los procesos de refinación, entre los cuales tenemos:

- ✚ El contenido de agua; debe ser menor que 0.5%vol.
- ✚ Las sales deben ser menor o igual que 1 lb/1000 Bls.
- ✚ Material particulado (arena): No debe tener.
- ✚ Acidez: debe ser menor que 0.5 mg KOH/g.
- ✚ Cenizas: debe ser menor que 0.01%.
- ✚ Contenido de metales (vanadio, níquel, hierro, cobre, sodio): deben ser menor que 10 ppm en promedio.

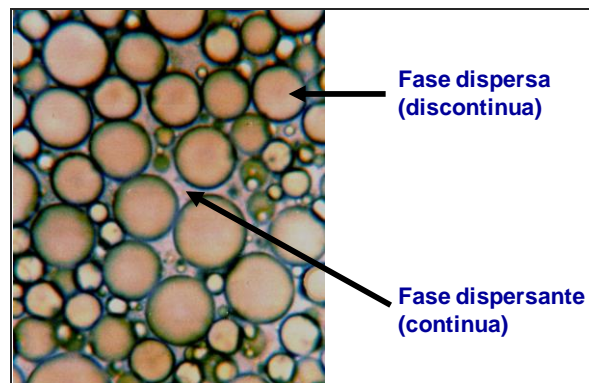
⁶ ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Third Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008.

1.3.2 EMULSIONES⁷

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos fases distintas. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos y el agua.

Una emulsión es una suspensión cuasi-estable de finas gotas de un líquido disperso en otro líquido, como se muestra en la figura 9. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa.

Figura 9. Esquema de una emulsión.



Fuente: PASQUALI, Ricardo C. Seminario sobre emulsiones, Universidad de Buenos Aires, Noviembre, 2005.

Las emulsiones son clasificadas como sigue:

a) Según el grado de estabilidad.

- ✓ Estable: Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única manera de conseguir que las fases se separen es mediante la aplicación de sistemas de tratamiento.

⁷ SALAGER Jean Louis. Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. Emulsiones propiedades y formulación. Cuaderno FIRP Venezuela, 1993, p 1.

- ✓ Inestables: Una emulsión es inestable cuando al dejarla en reposo durante algún tiempo, las fases se separan por gravedad.

b) Según las fases de la emulsión.

- ✓ Normales: Una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua.
- ✓ Inversas: Una emulsión es inversa cuando la fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite.
- ✓ Duales o Triples: Petróleo en agua en petróleo y agua en petróleo en agua.

1.3.2.1 ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LA EMULSIÓN

Las emulsiones poseen energía en su película interfacial, por esto, son termodinámicamente inestables. Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos que son: sedimentación, agregación y coalescencia. La **sedimentación** se refiere a la caída de las gotas emulsionadas, el agrupamiento de dos o más gotas es llamado **agregación** y por último la **coalescencia** que ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interfase total. El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros: película interfacial, viscosidad de la fase continua, tamaño de la gota, relación de volumen de fases, temperatura, pH, edad, salinidad de la salmuera y tipo de aceite.

1.3.2.2 TEORÍAS DE LA FORMACIÓN DE EMULSIONES

Existen varias teorías que explican como dos líquidos inmiscibles forman emulsiones estables; entre ellas tenemos:

a. Teoría coloidal

La teoría coloidal relaciona la formación de emulsiones con la química coloidal. Los coloides son sustancias cuyas partículas pueden encontrarse en suspensión en un líquido. Las propiedades esenciales de las dispersiones coloidales pueden atribuirse al hecho de que la relación entre la superficie y el volumen de las partículas es muy grande. En una solución verdadera, el sistema consiste de una sola fase, y no hay superficie real de separación entre las partículas moleculares del soluto y del solvente. Las dispersiones coloidales son sistemas de dos fases, y para cada partícula existe una superficie definida de separación.

b. Teoría del agente emulsificante

En esta teoría se explica porque las pequeñas gotas de agua dispersas en una emulsión normal no se unen al ponerse en contacto, debido a que están recubiertas por una sustancia denominada agente emulsificante, la cual forma una barrera física para evitar la unión de las gotas de agua. Dependiendo de las características del agente emulsificante y de su relación con los líquidos, se formará una emulsión normal o inversa, teniendo en cuenta que el líquido en el cual se disuelva, será la fase continua de la emulsión.

c. Teoría de la tensión interfacial

Esta teoría hace referencia a la formación de emulsiones basada en los fenómenos de tensión interfacial. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable. Si la tensión interfacial entre el agua y el aceite es alta, la emulsificación

se dificulta porque el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua formándose una capa delgada.

d. Teoría de las cargas eléctricas

La teoría de las cargas eléctricas, mediante experimentos ha demostrado que las gotas de agua están cargadas eléctricamente, esto ha sido corroborado con la facilidad de unión de las partículas después de que se neutralizan tales cargas por acción de una corriente eléctrica. Cuando las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico.

1.3.2.3 AGENTES EMULSIFICANTES

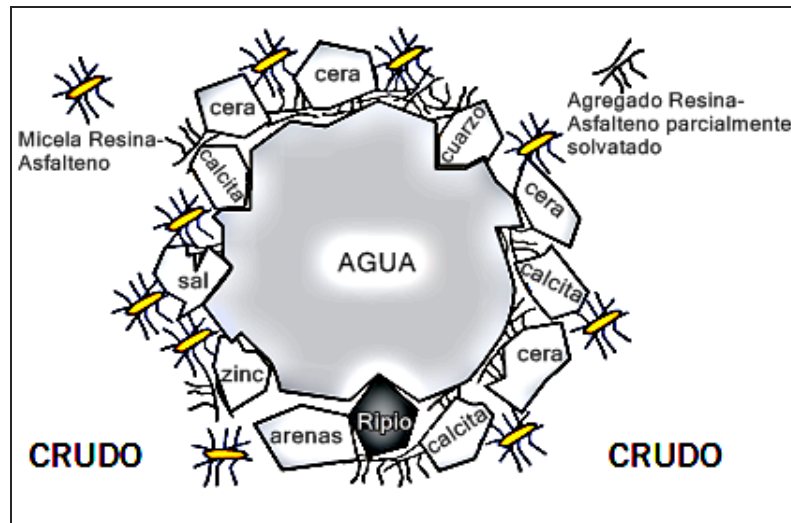
1. Surfactantes

El típico emulsificador es un agente activo de superficie o surfactante. Las moléculas del surfactante son anfipáticas, es decir, una parte de su molécula es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite. Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas (ver figura 10).

2. Partículas sólidas muy finas

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsificadores son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsificantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser humedecidos por el aceite y el agua.

Figura 10. Estabilización de una gota de agua por agentes emulsificantes presentes en el crudo.



Fuente: PASQUALI, Ricardo C. Seminario sobre emulsiones, Universidad de Buenos Aires. Noviembre, 2005.

El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre. La cantidad de agua remanente emulsificada varía de <1 a >60 % volumen. En los crudos pesados y extrapesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua.

1.3.3 FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA SEPARACION AGUA – CRUDO⁸

Los factores que intervienen en la separación agua-crudo tenemos:

a. Asentamiento agua - aceite

El flujo del asentamiento de las gotas de aceite en agua o gotas de agua en aceite, es laminar y está gobernado por la Ley de Stokes, ecuación 1 (ARNOLD, 2008).

⁸ ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Third Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008, p 244.

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta G.E.) d_m^2}{\mu_o}, \frac{\text{pies}}{\text{segundo}} \quad \text{Ec.1}$$

Donde $(\Delta G.E.)$: Diferencia de gravedades específicas, adimensional
 d_m : Diámetro de partícula, micrones
 μ_o : Viscosidad del crudo, Centipoise

De la ecuación 1 (ARNOLD, 2008) podemos concluir que la velocidad de separación es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y directamente proporcional a la diferencia de gravedad específica. Estas variables son manipuladas mediante tratamientos térmicos (caso actual en el Campo Rubiales) en la cual se debe buscar una temperatura que permita disminuir la viscosidad, pero que no permita la solubilidad de los dos fluidos anulando la separación por gravedad.

b. Diferencia de densidades

La diferencia de densidad entre las fases de aceite y agua es uno de los principales factores que determinan la tasa a la cual las gotas de la fase dispersa se asentaran en la fase continua. Los crudos pesados tienden a mantener las gotas de agua en suspensión más tiempo, de este modo cuanto mayor sea la diferencia de densidad entre el crudo y el agua más fácil las gotas de agua se asientan.

c. Tamaño de las gotas a separar

Entre menor sea el tamaño de las gotas, la separación será más difícil ya que se forman emulsiones más estables. A mayor tamaño de las gotas de agua la velocidad de sedimentación será mayor, por lo que el tiempo de reposo requerido será menor.

Es difícil predecir el tamaño de las gotas de agua que pueden asentarse de la fase de aceite para que coincidan con la mejor definición de "aceite libre". A menos que se disponga de datos de laboratorio o campo, se dimensiona el colchón de aceite en forma tal que puedan depositar gotas de agua de 500 micrones o más. Si este criterio no es aceptado, la emulsión debe ser tratada con otros equipos (tratadores) para dejarles el mínimo de agua aceptada.

c) Tiempo de retención

El proceso de separación requiere un tiempo mínimo dentro del recipiente para asegurar la separación de los fluidos (gas / crudo / agua), lo que indica que a mayor tiempo de retención es mayor la separación de las fases.

Es común emplear un tiempo de retención de 3 a 30 minutos dependiendo de datos de campo o laboratorio. Si esta información no está disponible, un tiempo de retención para el asentamiento del aceite y del agua de 10 minutos (ARNOLD, 2008) es aconsejable para el diseño.

d) Temperatura

El aumento de la temperatura incrementa el movimiento de las partículas promoviendo la colisión de las gotas de agua para su coalescencia y la diferencia de densidad entre las partículas de crudo y agua.

1.4 TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN SUPERFICIE

El objetivo de las facilidades de producción en superficie es separar el flujo del pozo en sus tres componentes (fases): petróleo, gas y agua, y convertirlos por medio de un tratamiento en productos que cumplan con los requerimientos de

calidad y control ambiental para su posterior venta (petróleo y gas) y desecho (agua).

Los sistemas de tratamiento son muy variados y dependen fundamentalmente de las características de producción, las cuales varían con el tiempo. Por tal motivo, para diseñar unas buenas facilidades de producción en superficie es necesario conocer cómo interactúan entre sí los fluidos (fases) así como el equipo requerido para separarlos y su funcionamiento.

En un sistema de tratamiento de producción las partes más importantes son las asociadas a la separación de las fases y el manejo de cada una de ellas. Se conoce como estación de recolección o batería el sitio a donde llega el fluido producido por los pozos de un área, para ser separado en sus fases, tratado, fiscalizado y luego despachado hacia su destino final.

Todos los pozos de un campo no llegan a una misma batería, sino que hay más de una, un pozo determinado se enviará a una de ellas dependiendo de sus características de producción, las características de la batería y la proximidad del pozo. Para llevar a cabo su función una batería posee una serie de dispositivos cada uno de los cuales cumplen una función determinada y puede variar de una batería a otra, de acuerdo principalmente con las características de fluido que se vaya a tratar. De la batería las fases deben salir tan limpias o puras como sea posible, por tanto el gas no debe tener humedad, el petróleo para ser enviado al oleoducto debe salir sin gas y sin agua, y el agua debe tener una cantidad muy baja de petróleo. En la batería todos los pozos llegan a un sitio común conocido como manifold y de aquí cada pozo es enviado un sitio determinado en la batería. En los separadores el gas es liberado de líquidos y el petróleo es separado del agua libre.

Los tratadores térmicos utilizados para romper la emulsión y por lo tanto separar el agua pueden ser horizontales o verticales. Después que la emulsión (crudo-agua)

ha sido tratada térmicamente, el crudo pasa a los tanques de lavado (gun Barrel, FWKO) y de almacenamiento, en donde termina su separación y asentamiento.

Las facilidades de producción deben también permitir la medición exacta del crudo y gas. En el caso de la medición de crudo ésta puede ser hecha en forma automática con las unidades LACT (unidad de transferencia de control automático en la localidad). Estas unidades hacen automáticamente correcciones por temperatura y gravedad específica.

El agua producida en cada locación o batería a veces puede ser evaporada en piscinas. Normalmente también es inyectada en pozos para almacenamiento o para procesos de desplazamiento de crudo (recobro secundario). Si el agua es inyectada en pozos para su almacenamiento requiere ser tratada para remover las partículas sólidas y así evitar el taponamiento del yacimiento. Si el agua de producción requiere ser desecha en un cuerpo de agua (río o quebrada) requiere ser tratada para cumplir con los requerimientos ambientales. Todos los sólidos que produzcan los pozos también deben ser separados, tratados (limpiarlos), y disponerlos o almacenarlos de tal forma que cumplan con los criterios ambientales. Facilidades para tal propósito pueden incluir tanques de sedimentación, hidrociclones, filtros, etc.

El tratamiento de fluidos en superficie consiste básicamente en la separación del agua libre, el aceite (crudo) y del gas natural asociado (si tiene).

1.4.1 TRATAMIENTO PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO

Este aceite tiene que pasar por varios procesos de tratamiento (deshidratación, desalado, y estabilización), antes de ser enviado a las refinerías o las instalaciones de almacenamiento, bombeo y transporte.

Los principios básicos para el proceso de tratamiento de los fluidos son los siguientes:

- a) Romper la emulsión, mediante una combinación de adición de calor, productos químicos, y la aplicación de un campo electrostático.
- b) Coalescencia de pequeñas gotas de agua en gotas más grandes mediante un tiempo de residencia (suficiente) en los separadores.
- c) Separación de las fases por gravedad, obteniéndose el crudo y agua de producción.

1.4.1.1 DESHIDRATACIÓN DE CRUDO

Una parte del agua producida, 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 el agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de emulsión.

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada, 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 0.5 % de agua.

La deshidratación tiene que ver con la estabilización de las partículas de agua y aceite (*coalescencia*) y separación gravitacional de las mismas en un tiempo de residencia relativamente corto. Las plantas están compuestas de los siguientes equipos y las siguientes corrientes (ver figura 11):

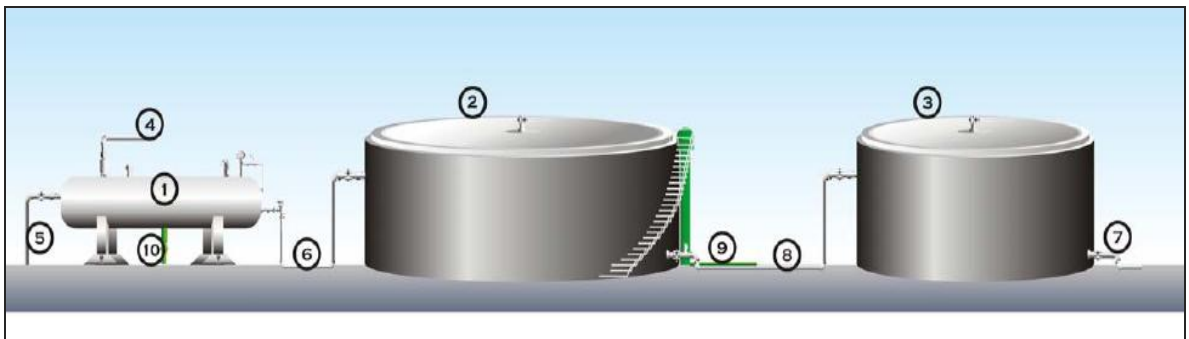
Equipos:

1. FWKO
2. Gun Barrel
3. Tanque de estabilización

Corrientes:

4. Gas natural asociado
5. Fluido de producción
6. Línea de emulsión
7. Crudo
8. Crudo con un corte de agua de 20 – 30 % volumen
9. Agua decantada
10. Agua libre

Figura 11. Esquema de producción para deshidratación de crudo.



Fuente: PARRA, CH. D. Definición de Estándares operativos para los procesos de deshidratación y desalado del crudo, Bucaramanga, 2007.

La deshidratación de crudos pesados presenta desafíos únicos debido a la alta viscosidad, la presencia de sólidos en suspensión y componentes semi-solubles, y la escasa diferencia de densidad dificulta la separación por gravedad (Ley de Stokes).

1) Métodos para la deshidratación

Los procesos de tratamiento de la emulsión requieren alguna combinación de las siguientes acciones: adición de químicos, tiempo de residencia, calor y coalescencia electrostática.

a) Tratamiento químico

El propósito del tratamiento con productos químicos es inducir la coalescencia del aceite y el agua para que puedan separarse rápidamente. Consiste en aplicar un desemulsificante, producto sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección del desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

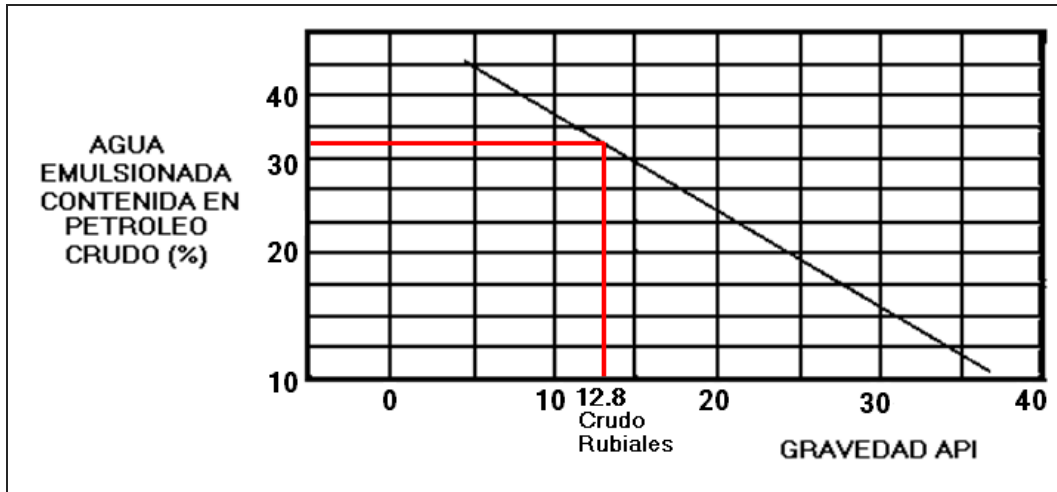
La acción de los compuestos químicos desemulsificantes hacen que la película del agente emulsificante, que rodea las gotas de agua, adquiera una rigidez quebradiza hasta provocar una contracción que causa el rompimiento de la película, con lo cual las gotas de agua se juntan y decantan.

Este es el método más común de tratamiento de la emulsión. Estos productos químicos se han diseñado para neutralizar el efecto de agentes emulsificantes que estabilizan las emulsiones.

El proceso de tratamiento y los equipos no deben ser seleccionados hasta que las características físico - químicas del aceite y el agua se han determinado y un estudio del efecto de productos químicos en la emulsión se hayan hecho.

Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros.

Figura 12. Estimación de agua emulsionada contenida en crudo.



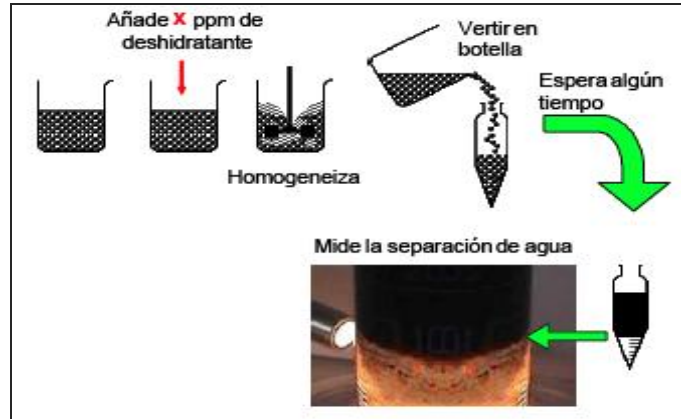
Fuente: Emulsiones, propiedades y formulación. Jean Louis Salager, Venezuela, 1993.

i. Pruebas para la aplicación de químicos deshidratantes

El mejor desemulsificante es el compuesto que resulta de la forma más rápida y completa de separación de fases a una concentración mínima.

Las emulsiones se disuelven por una variedad de medios, entre ellos se incluyen equipos de separación, calor, tiempo y productos químicos especiales. La optimización de la combinación de estos factores se puede lograr con la prueba de botella. Aunque los pasos utilizados en la prueba de botella puede variar, el objetivo de la prueba sigue siendo el mismo: entre muchas posibilidades encontrar una concentración de químico para disolver eficazmente la emulsión (ver figura 13).

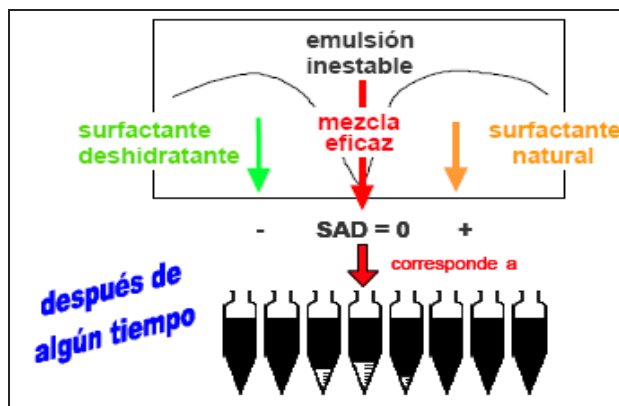
Figura 13. Procedimiento para la realización de la prueba de botella.



Fuente: Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Shirley Marfisi y Jean Louis Salager, Venezuela, 2004.

Diferentes estudios han demostrado que el mecanismo físico-químico de acción de los agentes deshidratantes o desemulsificantes está asociado a la formulación óptima del sistema ($SAD = 0$, siendo SAD la diferencia de afinidad del surfactante), ver figura 14.

Figura 14. Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación.



Fuente: Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Shirley Marfisi y Jean Louis Salager, Venezuela, 2004.

Al cambiar distintos parámetros de entrada en la prueba de botella como la agitación, la temperatura, la duración de la prueba, la dosis química, la selección del químico, se puede identificar sistemáticamente las formas de tratar eficazmente sobre las emulsiones. La etapa más importante de pruebas de botella es analizar la interfaz aceite-agua (ver figuras 13 y 14).

Las pruebas de botella deben ser confirmadas mediante pruebas de campo, con una duración mínima de 8 días, donde los resultados sean representativos y estables.

El desemulsificante debe ser inyectado lo antes posible (en el fondo, en cabeza de pozo, en batería de separación o en planta de deshidratación). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo.

ii. Sistemas de selección aceite / agua / desemulsificante

- ✓ **Análisis del crudo:** El análisis llevado a cabo para la caracterización de los crudos es:
 - Densidad o °API
 - Acidez, como una indicación de la presencia de ácidos carboxílicos y nafténicos.
 - Saturación, contenido de aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA), para establecer el tipo de crudo (polaridad).

- ✓ **Análisis del agua asociada:** Para caracterizar la fase acuosa el siguiente análisis se realiza:
 - pH, afecta a la estabilidad de la emulsión.
 - La salinidad.
 - Conductividad eléctrica.

- ✓ **Análisis del desemulsificante:** Una caracterización detallada del tenso-activo se lleva a cabo, teniendo en cuenta los siguientes análisis:
 - Numero relativo de solubilidad (RSN), esta es una medida de la afinidad resultante del componente del surfactante polar (parte hidrófila) y no polar (parte lipófila).
 - Solubilidad en agua, peso molecular promedio y punto de nube.

iii. Equipos de inyección de química deshidratante⁹

Bombas de dosificación: El equipo de inyección es una bomba pequeña que puede ser operada por gas a presión, aire o eléctricamente; estas liberan reactivos químicos al sistema a un caudal predeterminado, la bomba está conectada al depósito del químico de donde los succiona y lo descarga a la presión requerida para poderlo inyectar a la línea de la emulsión. La tasa de inyección se puede ajustar para inyectar la cantidad adecuada y así evitar el desperdicio de surfactante, lo cual es importante ya que es bastante costoso.

Tanques de almacenamiento del desemulsificante: Una forma eficiente de suministrar reactivos químicos a las bombas de inyección es almacenar los mismos en tanques, el tanque debe contar con regla de medición para conocer la cantidad inyectada por cada 24 horas.

Inyectores: Los productos químicos deben ser inyectados a la producción a través de sistemas atomizadores, que permitan la distribución homogénea del producto en la emulsión. Los inyectores se encuentran instalados en las líneas de flujo. Debe vigilarse la presión del inyector a fin de acudir a realizar mantenimiento del mismo para evitar taponamientos con sedimento.

⁹ Diplomado en producción de crudos pesados, Modulo III. UIS, Septiembre, 2008, p 60.

iv. Determinación del caudal de diluyente

Partiendo de la gravedad API de la mezcla que se quiere obtener (18 °API) se determina la densidad de la misma (ecuación 2) y posteriormente se halla el flujo volumétrico necesario de nafta (ecuación 4).

$$GE_{60^{\circ}\text{F}} = \frac{141.5}{^{\circ}\text{API} + 131.5} = \frac{\rho}{\rho_{w\ 60^{\circ}\text{F}}} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

GE: Gravedad Específica del fluido (adim)

°API: Gravedad API del fluido (grados API)

ρ : Densidad del fluido (lb/ft³)

ρ_w : Densidad del agua (lb/ft³)

De esta misma manera se determina la densidad del aceite que tiene el crudo Rubiales actual, a partir de una gravedad API de 12.8 grados. La densidad de una mezcla se obtiene a partir de las densidades y caudales de los fluidos que la componen:

$$\rho_m = \frac{\rho_o Q_o + \rho_n Q_n}{Q_o + Q_n} \quad \text{Ec. 3}$$

En este caso, la mezcla se compone por la nafta de dilución y el aceite del crudo Rubieles (fluido de 12.8 °API). Entonces se puede despejar el caudal de nafta necesario, Q_n :

$$Q_n = \frac{\rho_m Q_o + \rho_n Q_o}{\rho_n + \rho_m} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

ρ_m : Densidad de la mezcla de 13 °API (lb/ft³)

ρ_o : Densidad del aceite actual de 12.8 °API (lb/ft³)

ρ_n : Densidad de la nafta (simulada en Hysys) (lb/ft³)

Q_o : Caudal de aceite (bbl por día)

Q_n : Caudal de la nafta (bbl por día)

v. Ventajas y desventajas del tratamiento químico

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

- La formación de las emulsiones puede ser contrarrestada dosificando los desemulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
- La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.
- Proceso y equipo sencillo.
- Versátil. Se puede aplicar a procesos en grande y pequeña escala.
- La calidad del crudo no se altera y ofrece una separación rápida y efectiva.

Las desventajas del tratamiento químico son:

- ❖ Una sobre dosis puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
- ❖ No siempre es económico romper las emulsiones sólo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico.

b) Tratamiento gravitacional o estático

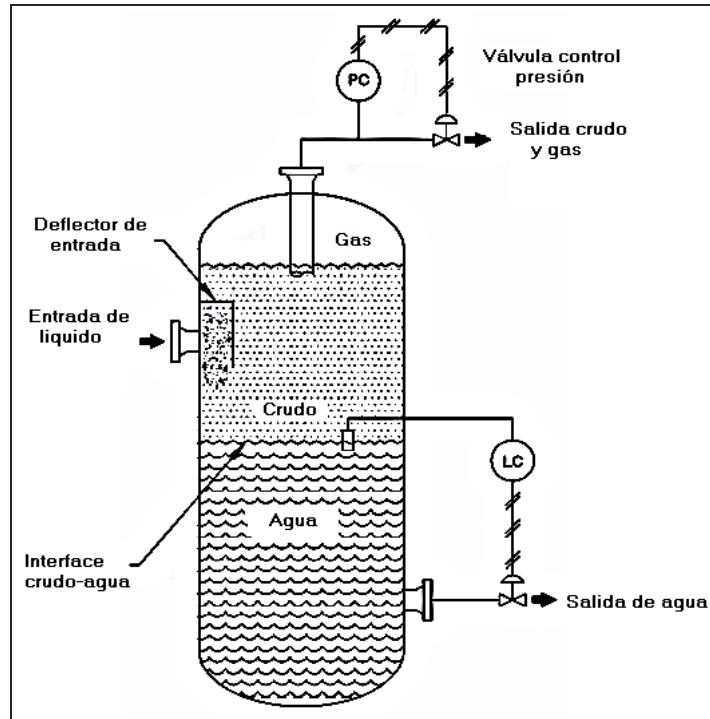
El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado “gun barrels” y eliminadores de agua libre FWKO’s.

i) Eliminadores de agua libre

El término " free-wáter knock-out " (FWKO) está reservado para un tanque que procesa en la entrada de un flujo de líquido con poco gas arrastrado y no hace ningún intento para separar el gas del petróleo. La principal diferencia entre un separador convencional de tres fases y un FWKO es que en este último sólo hay dos salidas de fluidos, una para el petróleo y muy pequeñas cantidades de gas y el segundo para el agua. La salida de agua suele ser controlada con una interfaz de control de nivel.

Los eliminadores de agua libre (FWKO) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 5 minutos. El crudo de salida de un FWKO todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. En el interior de estos recipientes, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia. El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Los compuestos químicos desemulsificantes pueden ser adicionados a la alimentación del recipiente. Los FWKO están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditamentos para prevenir la corrosión por el efecto del agua salada.

Figura 15. Eliminador de agua libre – Tanque FWKO

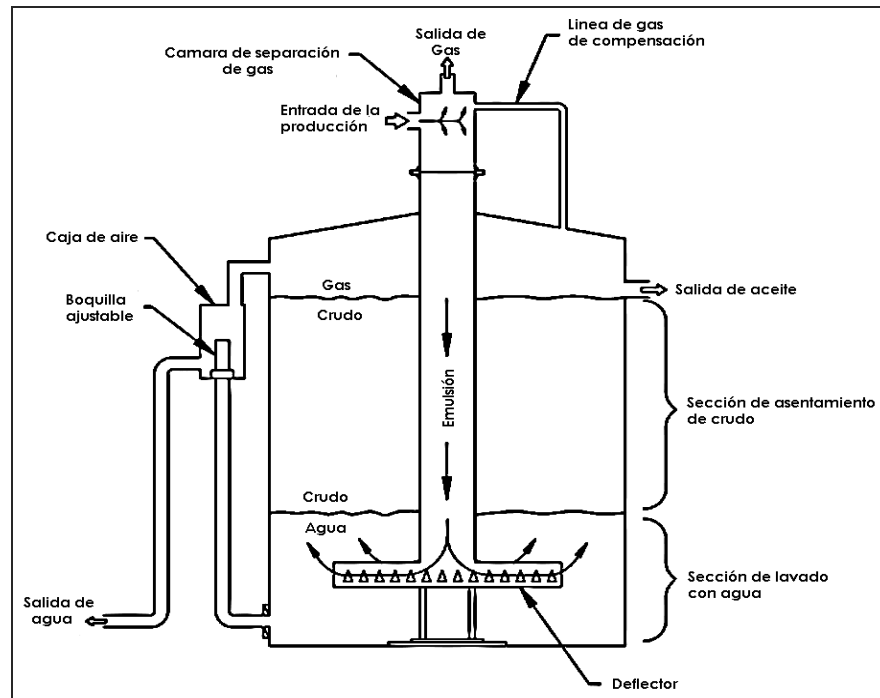


Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

ii) Tanques de lavado – Gun barrels

Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y de contenido de agua, cabe hacer mención que para una mayor eficiencia de separación agua-aceite se usan químicos que rompen la emulsión.

Figura 16. Tanque de lavado – Gun barrel



Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

iii) Diseño de separadores

A continuación se presenta el procedimiento para dimensionar equipos de asentamiento gravitacional.

✓ Diseño separador horizontal.

Altura máxima de aceite en el equipo

$$(h_o)_{max} = 1.28 * 10^{-3} \frac{(tr)_o (\Delta G.E.) d_m^2}{\mu_o} \quad Ec.5$$

Donde $(tr)_o$: tiempo de residencia del crudo, Minutos
 $(\Delta G.E.)$: Diferencia de gravedades específicas, Adimensional
 d_m : Diametro de partícula, Micrones

μ_o : Viscosidad del crudo, Centipoise

Relación de áreas

Con la relación de áreas se lee en la figura 17 el coeficiente β

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w (t_r)_w}{Q_w (t_r)_w + Q_o (t_r)_o} \quad Ec. 6$$

Donde $(t_r)_o$: tiempo de residencia del crudo, Minutos
 $(t_r)_w$: tiempo de residencia del agua, Minutos
 Q_w : Caudal de agua, Barriles
 Q_o : Caudal de crudo, Barriles
 $\frac{A_w}{A}$: Relación de áreas, Adimensional

Diámetro máximo

$$d(max) = \frac{(h_o)_{max}}{\beta} \quad Ec. 7$$

Donde $d(max)$: Diámetro del equipo
 $(h_o)_{max}$: Espesor de aceite
 β : Coeficiente leído de la Figura 17

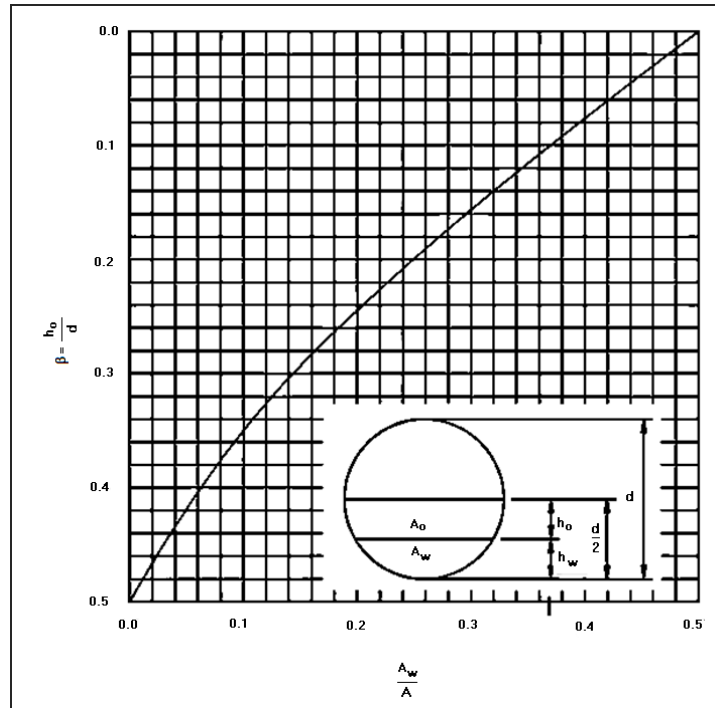
Capacidad de líquido

Se debe calcular combinaciones de d y L_{eff} para diámetros menores al d_{max} que satisfagan los tiempos de residencia.

$$d^2 L_{eff} = 1.42 (Q_w (t_r)_w + Q_o (t_r)_o) \quad Ec. 8$$

Donde $(t_r)_o$: tiempo de residencia del crudo, Minutos
 $(t_r)_w$: tiempo de residencia del agua, Minutos
 Q_w : Caudal de agua, Barriles
 Q_o : Caudal de crudo, Barriles
 L_{eff} : Longitud efectiva del equipo, Pies
 d : Diámetro, Pulgadas

Figura 17: Coeficiente β



Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

Otros parámetros (longitud entre costuras)

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff} \text{ (capacidad de líquido)} \quad \text{Ec. 9}$$

Donde L_{eff} : Longitud efectiva del equipo, Pies
 L_{ss} : Longitud entre costuras, Pies

✓ **Diseño separador vertical**

Capacidad del líquido

El diámetro calculado corresponde al diámetro mínimo.

$$d^2 = 6690 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta G.E.) d_m^2} \quad Ec. 10$$

Donde $(\Delta G.E.)$: Diferencia de gravedades específicas, Adimensional
 d_m : Diámetro de partícula, Micrones
 μ_o : Viscosidad del crudo, Centipoise
 Q_o : Caudal de crudo, Barriles
 d : Diámetro, Pulgadas

El diámetro mínimo del equipo que se está diseñando será el mayor de los diámetros calculados para capacidad de gas y capacidad de líquido.

Altura del líquido

$$h_o + h_w = \frac{(Q_w (tr)_w + Q_o (tr)_o)}{0.12 d^2} \quad Ec. 11$$

Donde $(tr)_o$: tiempo de residencia del crudo, Minutos
 $(tr)_w$: tiempo de residencia del agua, Minutos
 Q_w : Caudal de agua, Barriles
 Q_o : Caudal de crudo, Barriles
 h_o : Espesor de aceite
 h_w : Espesor de agua

Otros parámetros (longitud entre costuras)

$$L_{ss} = \frac{h_o + h_w + 76}{12} \quad Ec. 12 \quad L_{ss} = \frac{h_o + h_w + d + 40}{12} \quad Ec. 12a$$

Donde L_{ss} : Longitud entre costuras, Pies
 h_o : Espesor de aceite
 h_w : Espesor de agua

➤ **Parámetro de selección – Relación de esbeltez**

En equipos horizontales, cuanto mayor sea la relación de esbeltez (RE) menos costoso será el equipo, en equipos verticales cuyo dimensionamiento es dominado por el líquido es común elegir relación de esbeltez no mayor a 4 para mantener la altura de la sección de acumulación de líquido en un nivel razonable, opciones entre 1.5 y 3 son comunes aunque las restricciones de altura pueden por fuerza generar un coeficiente de esbeltez más bajo.

$$RE = \frac{12 L_{ss}}{d} \quad Ec. 13$$

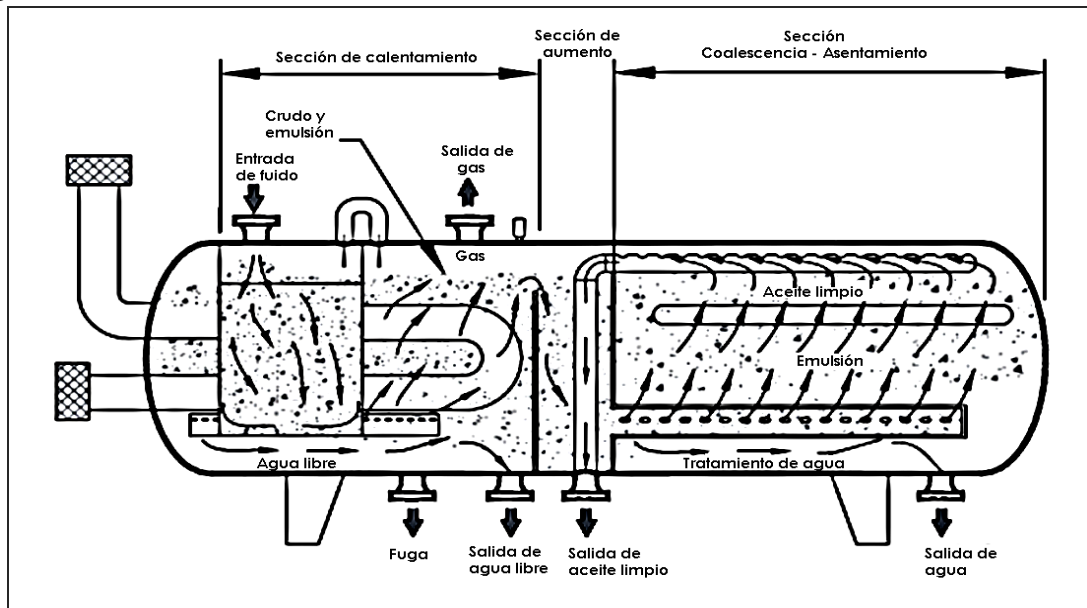
Donde RE: Relación de esbeltez, Adimensional
L_{ss}: Longitud entre costuras, Pies
d: Diámetro, Pulgadas

c) Tratamiento térmico

Un método común en la separación de emulsiones de agua en aceite es tratar que la corriente que llega al recipiente tratador adquiera calor para ayudar al rompimiento de la emulsión. Incrementando la temperatura de dos fluidos inmiscibles se aumenta la posibilidad que las gotas de agua dispersadas puedan chocar con suficiente fuerza para coalescer. A medida que las gotas coalescen, crecen en tamaño y se precipitan rápidamente. Si el proceso se diseña apropiadamente, el agua va al fondo del tratador debido a la diferencia de densidades.

El tratamiento térmico consiste en el calentamiento del crudo mediante fluidos térmicos (vapor de agua, downtherm, etc) y equipos de intercambio de calor, tales como intercambiadores de carcasa y tubos, calentadores indirectos de crudo y tratadores térmicos.

Figura 18. Tratador térmico.



Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

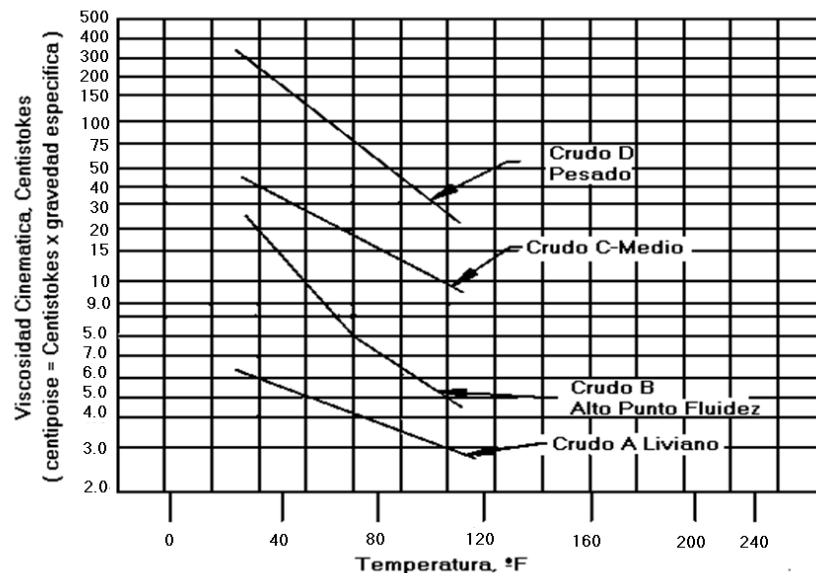
El proceso requiere que las gotas de agua tengan suficiente tiempo de contacto una con otra. También se supone que las fuerzas de empuje que actúan sobre las gotitas que están coalesciendo permiten el asentamiento en el fondo del tratador. Por esta razón en el diseño se debe tener en cuenta la temperatura, tiempo de residencia, viscosidad del aceite, diámetro mínimo del tratador, los cuales determinan la velocidad a la cual puede ocurrir el asentamiento. Un análisis de laboratorio, junto con la experiencia de campo, son elementos básicos para especificar la configuración del tratador.

i) Efectos de la temperatura

Un aumento de temperatura puede causar una pérdida significativa de hidrocarburos del punto de ebullición más bajo (productos livianos). El aumento de la temperatura a la que se realiza el tratamiento también tiene la desventaja de

hacer que el petróleo crudo que se recupera en el tanque de almacenamiento sea más pesado y, por tanto, disminuyendo su valor comercial. Sin embargo como se puede ver en la figura 19 la temperatura es inversamente proporcional a la viscosidad de la fase de aceite.

Figura 19. Viscosidad típica del crudo vs temperatura y gravedad, para estimativos en unidades de campo.



Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

Así mismo tiene el efecto de diluir los pequeños cristales de parafina y asfáltenos y, por tanto, neutraliza su efecto como posibles emulsionantes. Normalmente, en el tratamiento térmico las temperaturas se fijan entre 100-160 °F. En el tratamiento de crudos pesados la temperatura puede ser tan alta como temperaturas de 270 °F.

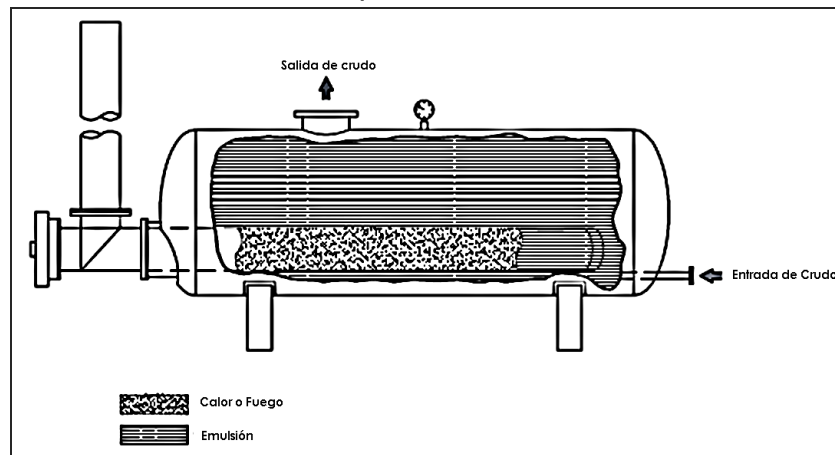
ii) Tipos de tratamiento térmico

Los tipos de calentamiento pueden ser del tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor.

a. Calentadores de fuego directo

En los calentadores de fuego directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador (ver figura 20). Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. El crudo deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los mecanismos de transferencia de calor de los gases de combustión calientes en los calentadores a fuego directo, son por radiación y por convección. Un calentador que solamente tiene sección de radiación, usualmente tiene una eficiencia entre 40 y 60 % (con base en el poder calorífico bajo del combustible). Esta eficiencia puede ser incrementada aprovechando los gases calientes en la chimenea, mediante la instalación de una sección de convección. Cuando hay sección de convección, la eficiencia del calentador puede estar entre 75 y 90 %. La selección de la eficiencia depende de un balance económico entre la inversión inicial en el calentador, la cual incrementa con la eficiencia, y el costo del gas combustible. El calor para calentar la emulsión es generado en el mismo recipiente y se hace un calentamiento directo.

Figura 20. Calentador de crudo de tipo directo.



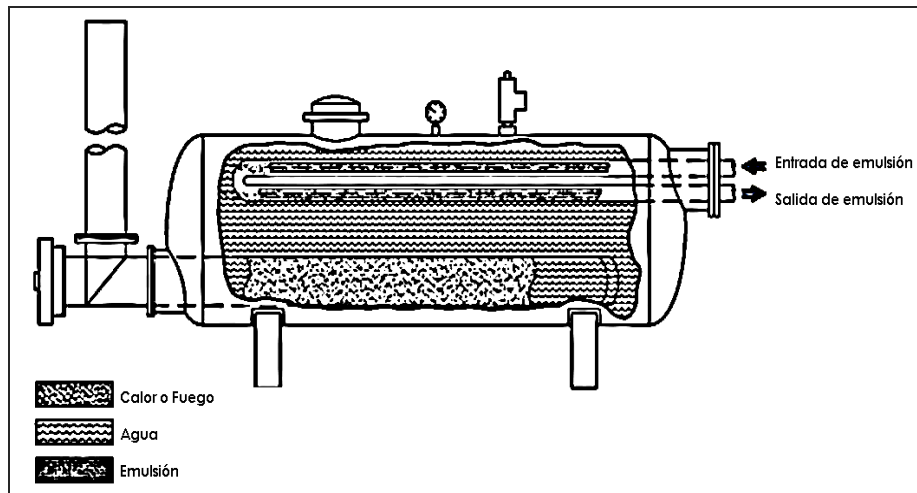
Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

b. Calentadores de tipo indirecto (Tubo de fuego)

En los calentadores de tipo indirecto el proceso de transferencia de calor se efectúa mediante un baño de agua caliente, en el cual se encuentra sumergida la tubería que transporta la emulsión. Este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas (ver figura 21).

El calentamiento se hace por medio de un fluido (agua) que se ha calentado por medio de un combustible en el tubo de fuego, y el fluido que se va a calentar (la emulsión) va a través de un serpentín que se encuentra rodeado por el fluido de calentamiento.

Figura 21. Calentador de crudo de tipo indirecto.



Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

iii) Variables a controlar en el proceso de calentamiento

Temperatura: La cantidad de calor suministrado al sistema, incide en el nivel de temperatura a controlar en el tratamiento de los fluidos, para un proceso donde no hay cambio de fase.

Presión: El nivel de presión de operación debe ser tal que no permita la vaporización del agua a la temperatura de operación, es una variable que representa una indicación del comportamiento de un fluido (petróleo, agua), durante un lapso de tiempo, por lo que es muy importante el control sobre ella para evitar contratiempos que dañen el proceso en lo concerniente a la seguridad humana y de los equipos.

Flujo: Se define como el movimiento de un fluido y debe ser controlado para un proceso efectivo, se puede medir en unidades de masa. En los calentadores el control de flujo va a estar dado por la capacidad de manejo y/o necesidad de la empresa.

iv) Ventajas y desventajas del calentamiento

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad de la fase continua (petróleo): un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- Incrementa el movimiento aleatorio y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones. Esto se logra manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube.

- Debilita la película emulsificante que rodea a las gotas de agua.

El calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- ❖ Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de ligeros en el crudo provoca una disminución de volumen del crudo calentado (encogimiento) y una disminución en su gravedad API.
- ❖ Se requieren equipos costosos y de un mantenimiento adecuado.
- ❖ En su generación de energía consume apreciable cantidad de combustible, por lo tanto incrementa los costos operacionales.
- ❖ Formación de puntos calientes, coquificación de petróleo, ruptura de tubos, fuga de petróleo e incendios en el horno.
- ❖ Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- ❖ Pueden ser peligrosos si se operan inadecuadamente y requieren mayor instrumentación y control.

d) Tratamiento electrostático¹⁰

Para el tratamiento de fluidos con tamaños de partícula menores que 20 μ m se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos. El tratamiento eléctrico consiste en aplicar un campo eléctrico para ionizar las gotas de fase entre dos electrodos incrementando el tamaño de las mismas y por ende la coalescencia y posterior separación por gravedad.

Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje.

¹⁰ ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Third Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008, p 377.

Entre las ventajas que poseen los deshidratadores electrostáticos en comparación con los sistemas de tanques FWKO es que se ven menos afectados por las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes, ofrecen mayor flexibilidad, el tiempo de residencia asociado es relativamente corto y por otra parte, son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción.

i. Acción del campo eléctrico

La fuerza resultante entre dos gotas cargadas está dada por la Ley de Coulomb ecuación 14 (SALAGER, 2004):

$$F = \frac{q_1 - q_2}{4 \pi \epsilon_0 x^2} \quad \text{Ec.14}$$

Donde q : Carga de la gota, coulombio
 x : distancia entre los centros de las gotas, metros
 ϵ_0 : Permisividad de la fase continua, Faradio/metro

La dirección del movimiento depende de la polaridad de la carga y del campo eléctrico. Para una gota cargada por contacto directo con un electrodo, la fuerza resultante se reescribe en la ecuación 15 (SALAGER, 2004):

$$F = \left[\frac{\pi^2}{6} \right] 4 \pi r^2 \epsilon_{oil} \epsilon_0 E^2 \quad \text{Ec.15}$$

Donde ϵ_{oil} : Constante dieléctrica relativa del crudo, faradio/metro
 E : Campo eléctrico, newton/coulomb

Esta fuerza ocasiona que la gota cargada migre hacia el electrodo de carga opuesta y se inicie entonces el contacto con otras gotas, permitiendo la coalescencia. Para dos gotas polarizadas de igual tamaño alineadas en el campo

eléctrico, la fuerza de atracción es expresada en la ecuación 16 (SALAGER, 2004):

$$F = 3\pi\epsilon_{oil}\epsilon_0 E^2 \frac{d^6}{x^4} \quad \text{Ec. 16}$$

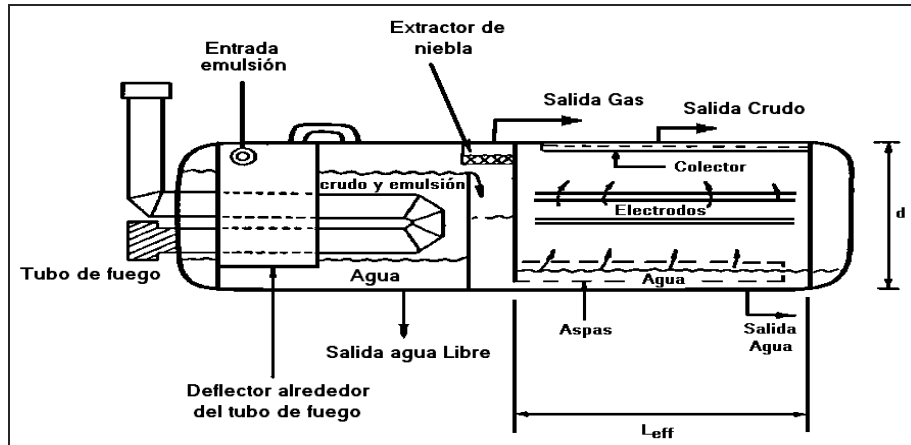
En un campo DC (corriente directa), las gotas migrarán en un patrón continuo con una velocidad determinada por la viscosidad de la fase continua. Las gotas gradualmente perderán su carga, dependiendo del tiempo de relajación de la fase continua.

ii. Descripción tratador electrostático

Consiste generalmente de 3 secciones: La primera ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y se llama “sección de calentamiento”, por donde entra la emulsión W/O y se calienta a fin de separar el gas disuelto y disminuir su viscosidad. La segunda es la “sección central o control de nivel” y ocupa alrededor del 10% de su longitud, ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera abarca el 40% y es denominada “sección de asentamiento”; es donde la emulsión entra en contacto con las parrillas de electrodos energizadas y ocurre la separación de las fases; el crudo deshidratado sale por el tope y el agua separada por el fondo. El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación (ver figura 22).

Este equipo se utiliza cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, ya que las fuerzas de atracción electrostáticas son más grandes que la fuerza de gravedad.

Figura 22. Tratador electrostático horizontal.



Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- ✓ Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- ✓ Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- ✓ Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

iii. Ventajas y desventajas del tratamiento electrostático

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por debajo de las requeridas por calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gun barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.

- Las menores temperaturas de tratamiento provoca menores problemas de corrosión e incrustación.

La mayor desventaja de los tratadores electrostáticos es el gasto adicional del sistema eléctrico requerido, sistemas de control y de mantenimiento.

- ❖ En general se puede decir que el uso de un tratador electrostático de determinadas dimensiones procesará el doble que un tratador de otro tipo que tenga las mismas dimensiones.

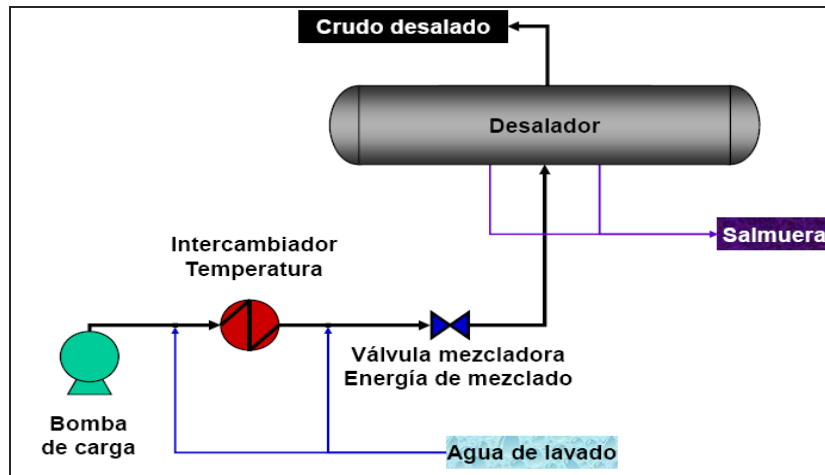
1.4.1.2 DESALADO DEL CRUDO¹¹

Básicamente el proceso de desalado consiste en precalentar el crudo para disminuir la viscosidad, inyectar agua de lavado o exenta de sales, producir una mezcla íntima entre ambos, contactarla con el agua residual del crudo y posteriormente separar el agua conteniendo la mayor proporción de impurezas. En definitiva se lleva a cabo la disolución de las sales presentes en el crudo, generándose pequeños electrolitos (gotas), sensibles a las variaciones de un campo eléctrico. El alto contenido de sal es asociado con la producción de aceites de bajos valores de gravedad API y medios, como también de emulsiones fuertes o apretadas. La sal contenida es llevada en el agua emulsionada.

El desalado de crudos pesados puede producir dispersiones estables y el uso de agua fresca de lavado que reduce en gran medida la diferencia de densidad.

¹¹ ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Third Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008, p 440-445.

Figura 23. Esquema típico del proceso de desalado.



Fuente: Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Shirley Marfisi y Jean Louis Salager, Venezuela, 2004.

Dentro de los objetivos del desalado están:

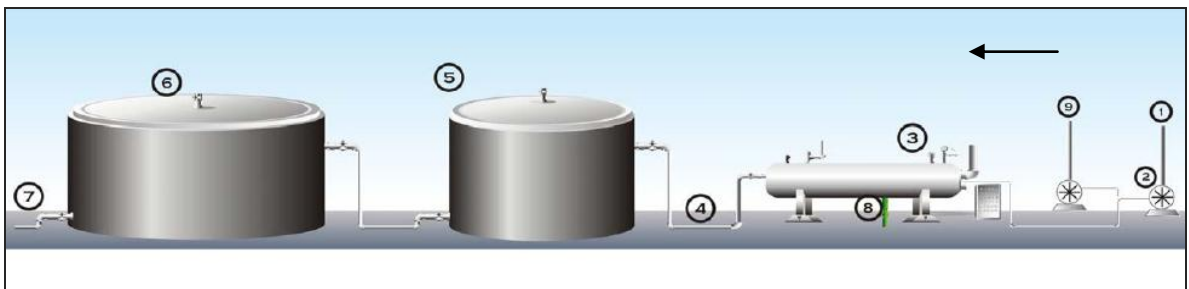
- ✓ Disminuir la corrosión en la infraestructura a nivel de refinerías, por el alto contenido de sal en el crudo.
- ✓ Evitar taponamientos en líneas como consecuencia de incrustaciones.
- ✓ Evitar envejecimiento de catalizadores en los procesos de conversión en refinación del petróleo.
- ✓ Cumplir con los requerimientos de entrega del crudo en cuanto al contenido de sal se refiere.

Las plantas de desalado están compuestas de los siguientes equipos y las siguientes corrientes (ver figura 24):

1. Línea de crudo del tanque de estabilización I
2. Bomba
3. Tratador termo electrostático

4. Crudo tratado
5. Tanque de estabilización II
6. Tanque de fiscalización
7. Crudo para refinería
8. Agua separada
9. Agua de lavado

Figura 24. Esquema de producción para desalado de crudo.



Fuente: PARRA, CH. D. Definición de Estándares operativos para los procesos de deshidratación y desalado del crudo, Bucaramanga, 2007.

Después de la deshidratación o del rompimiento de la emulsión, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. Los tratamientos típicos del aceite (adición de desemulsificantes, calentamiento, sedimentación y tratamiento electrostático) pueden reducir el porcentaje de agua del crudo a rangos de 0.1-1.0 % volumen. Este valor de 0.1- 1.0 % de agua consiste en numerosas gotas de agua dispersas en el seno del crudo. La salinidad de la salmuera producida puede variar desde 100 ppm hasta la saturación, que es de 300,000 ppm (30 % peso); sin embargo lo usual es encontrar salmueras en el rango de 20,000-150,000 ppm (2 a 15 % peso). Por comparación, el agua de mar contiene de 30,000-43,000 ppm (3-4.3 % peso) de sales disueltas.

i. Efectos del contenido de sal

La sal contenida en el aceite crudo crea un gran número de problemas en los campos productores y en los subsecuentes procesos de refinería; tales como corrosión, producción de ácidos hidroclicóricos durante el calentamiento y la precipitación de costras durante el proceso. Las especificaciones de calidad de entrega a los oleoductos varían de región a región.

El contenido de sal es medido en libras por cada 1000 barriles. Algunas refineras fijan parámetros máximos de salinidad y estos están en el orden de 5 a 10 libras por cada 1000 barriles, otras son más estrictas y exigen de 1 a 2 libras por cada 1000 barriles. Ante esto se hace indispensable mejores facilidades para futuras instalaciones y así evitar la penalización en el precio unitario del crudo.

Cuando el crudo es procesado en las refineras, la sal puede causar numerosos problemas operativos. Las incrustaciones de sal en los equipos causa disminución de flujo, taponamiento, reduce la transferencia de calor en los intercambiadores, taponan los platos de las fraccionadoras. La salmuera es también muy corrosiva y representa una fuente de compuestos metálicos que puede envenenar los costosos catalizadores. Por lo tanto, las refineras usualmente desalan el crudo de entrada entre 15 y 20 libras de sal por cada 1000 barriles para el caso de refineras sencillas, en aquellas de conversión profunda las especificaciones pueden ser más exigentes, alcanzando valores de 1 lb de sal por cada 1000 barriles. Esta corrosividad de la salmuera producida ha resultado también en especificaciones en el contenido de salinidad del crudo de 20 - 30 libras de sal por cada 1000 barriles para el transporte en carros tanque o ductos.

El desalado en campo reduce la corrosión corriente abajo (bombeo, ductos, tanques de almacenamiento, carro tanques). Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no cause los daños mencionados en los equipos y sea inyectada al yacimiento, resolviendo un problema ambiental.

En ausencia de cristales de sal sólidos, el contenido de sal en el crudo deshidratado está directamente relacionado con el porcentaje de agua y con la concentración de salinidad de la salmuera (ppm de NaCl), de la siguiente forma (ecuación 9 (SALAGER, 2004)):

$$lb\ sal = bbl\ crudo \times \frac{bbl\ agua}{bbl\ crudo} \times \frac{lb\ agua}{bbl\ agua} \times \frac{lb\ sal}{lb\ agua} \quad Ec. 17$$

Usando la base convencional de 1,000 bbl de crudo limpio:

$$LMB = 1000 \times \frac{\% Agua}{100 - \% Agua} \times 350 GE_{Agua} \times \frac{ppm\ peso}{10^6} \quad Ec. 18$$

La ecuación 10 (SALAGER, 2004) se utiliza para calcular el contenido de sal en el crudo para un nivel de deshidratación/desalado expresado como % volumen remanente de agua y salinidad.

ii. Proceso de desalado

El desalado, consiste de los siguientes pasos:

1. Adición de agua de dilución (o menos salina) al crudo.
2. Mezclado del agua de dilución con el crudo.
3. Deshidratación (tratamiento de la emulsión) para separar el aceite crudo y la salmuera diluida.

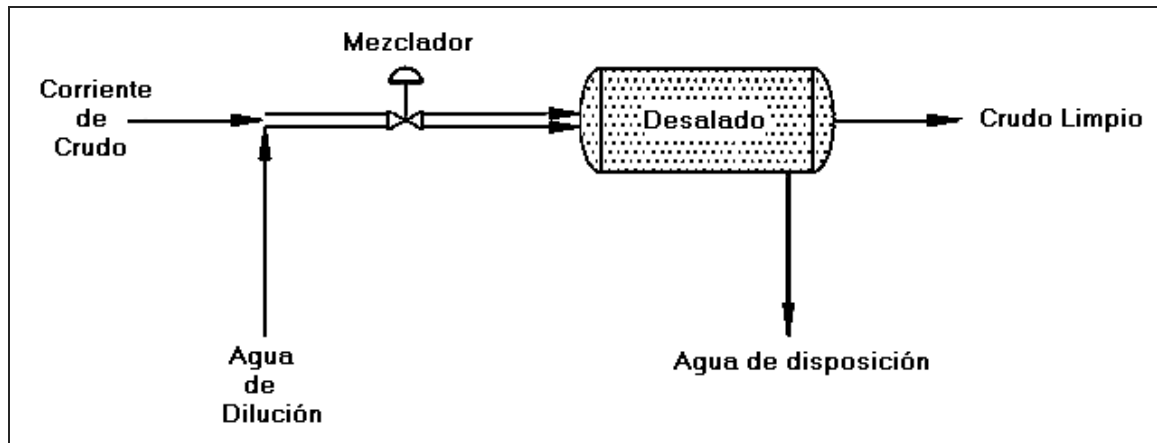
✓ **Proceso de desalado de una etapa**¹²

El proceso difiere muy poco de un proceso de tratamiento presurizado excepto que la cantidad de agua fresca es inyectada dentro de la corriente entre el separador de agua libre y el tratador de emulsión. Se adiciona un tratamiento químico inyectándolo en la corriente de flujo, el fluido es mezclado pasándolo a través de una sección de mezcla o válvula de mezcla, la cual realiza una buena dispersión tanto del químico como del agua fresca para tratar la emulsión y desalar el crudo. La cantidad de agua fresca es controlada para producir un aceite con un contenido de sal requerido después de la deshidratación. La inyección de agua fresca mejora la deshidratación ya que diluye la sal y/o agua salada, lo mismo que ayuda a formar gotas más grandes de agua permitiendo el asentamiento.

La figura 25 es un esquema de un sistema a una sola etapa de desalado. En este sistema, el agua de dilución se inyecta en el flujo de aceite y mezcla. El aceite entra entonces en el desalador donde el agua se elimina. Para reducir los requerimientos de agua de dilución, el petróleo crudo puede ser deshidratado antes del proceso de la desalación. Esto elimina la mayor parte del agua de producción antes del desalado.

¹² ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Third Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008, p 444.

Figura 25. Esquema de un sistema de desalado de una etapa.



Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

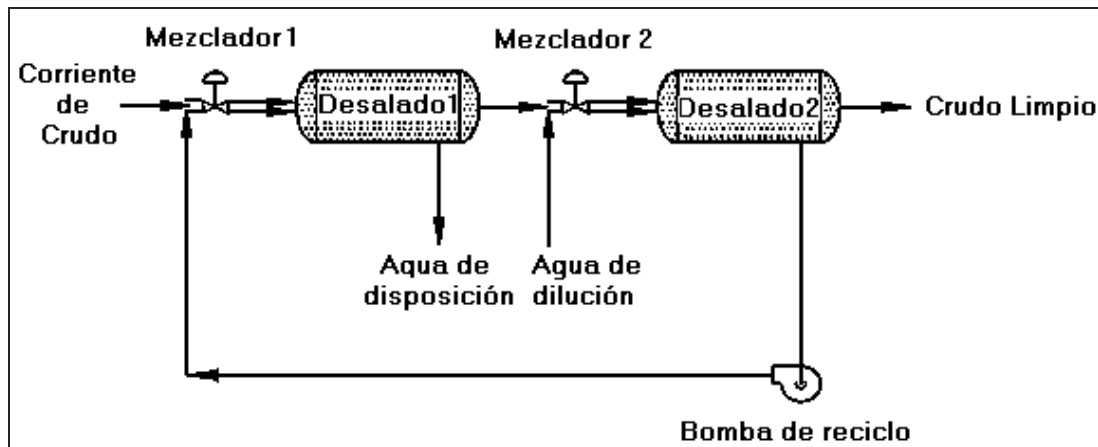
✓ Proceso de desalado de dos etapas¹³

Las etapas de desalado de dos etapas se aplican cuando el fluido contiene 1000 libras de sal por cada 1000 barriles o más. En algunas partes donde la cantidad de agua fresca es crítica, se utiliza este método para desalar crudos con menos de 1000 libras de sal por cada 1000 barriles.

La figura 26 es un esquema de sistema de desalado de dos etapas con capacidad de reciclado del agua de dilución. Este sistema es similar al deshidratador y sistema desalador descrito en la sección anterior. La única diferencia es que el agua extraída en la segunda etapa se bombea de nuevo a la primera etapa. La adición de este reciclaje proporciona alguna dilución de la sal del agua antes de la primera etapa. Esto reduce aún más el agua de dilución en comparación con el requisito de una sola etapa y del sistema de deshidratación y desalación de una sola etapa.

¹³ ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Third Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008, p 445.

Figura 26. Esquema de un sistema de desalado de dos etapas con una corriente de reciclo.



Fuente: Surface Production Operations. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice, 2008.

Si se necesita más la desalación, es posible agregar más etapas de una manera similar.

La cantidad de sal en el crudo es una función de

- ✓ La cantidad de la salmuera remanente en el aceite W_R (% BS&W).
- ✓ La salinidad en partes por millón (ppm) del agua residual.

El método de reducción de libras de sal por cada 1000 barriles es usualmente reducir la cantidad de agua residual que es usualmente referida a la deshidratación del petróleo.

Entonces, la forma funcional del contenido de sal es la siguiente (ecuación 19 (SALAGER, 2004)):

$$PTB = 350 \gamma_{brine} \left(\frac{100 W_R}{100 - W_R} \right) \left(\frac{S_R}{10^6} \right) \quad Ec.19$$

Donde γ_{brine} : Gravedad específica de la salmuera

W_R : Cantidad de la salmuera remanente en el aceite.

S_R : Salinidad en partes por millón del agua residual.

iii. Consideraciones de diseño

Los principales parámetros a considerar en un sistema de desalación son los siguientes:

- + Salinidad del agua emulsionada y agua fresca.
- + Cantidad de agua emulsionada.
- + Eficiencia de mezclado.
- + Niveles alcanzados de deshidratación.
- + Especificación del contenido de sal requerido en el crudo.

- Eficiencia de mezclado

Después de la deshidratación el agua remanente en el crudo existe como pequeñas gotas de agua dispersas de modo uniforme en el crudo. Un completo mezclado de todas esas gotas no es posible. Por lo tanto, es una práctica estándar asumir que una fracción ϕ del agua de dilución se mezcla completamente con las pequeñas gotas del agua remanente en el crudo, mientras que la porción restante $(1-\phi)$ del agua de dilución pasa a través del equipo desalador sin sufrir ningún cambio. Generalmente “ ϕ ” se considera como la eficiencia de mezclado.

- Nivel alcanzado de deshidratación

Esta es la variable más importante para reducir el requerimiento de agua de dilución. La dilución de la salmuera de entrada para alcanzar la especificación de salinidad requerida es inversamente proporcional al nivel de deshidratación alcanzado. Adicionalmente es importante reducir el porcentaje de agua del crudo deshidratado para mantener baja su salinidad.

1.4.2 TRATAMIENTO DE AGUA

La cantidad de agua que acompaña al petróleo producido de los pozos puede ser de características sencillas, cuya separación por asentamiento en tanques se logra fácilmente. Inclusive, el manejo, tratamiento y disposición del agua no requieren de instalaciones especiales.

El manejo y disposición del agua asociada con la producción de petróleo es una fase que a veces puede resultar muy compleja, especialmente si el volumen de agua es muy grande y si el agua es salada o salmuera.

En operaciones de producción, con frecuencia es necesario utilizar equipos tratadores de agua, donde se trata el agua producida con el crudo, el agua de lluvia y el agua de lavado. Luego de separar el agua del crudo se debe tratar de tal forma que no viole los criterios sobre control ambiental.

El agua producida requiere con frecuencia de un tratamiento primario antes de la eliminación. Este tratamiento puede constar de un tanque skim tank, paquete de tratamiento de aguas, celdas de flotación, piscinas, filtros, etc. Todos estos dispositivos emplean técnicas de separación gravitacional. Dependiendo de la severidad del problema, se hará un tratamiento secundario, empleando un CPI (interceptor acanalado de placas), separador de flujo transversal (si no es usado en el tratamiento primario) o se utiliza una unidad de flotación.

Las corrientes de agua provenientes de los tanques FWKO y de los tratadores electrostáticos pasarán al skim tank. Las corrientes mediante bombeo se envían al sistema de tratamiento de agua y para recuperación de crudo mediante bombeo se retorna a la entrada de proceso.

Las corrientes de agua provenientes del skim tank con un máximo de 2000 ppm pasarán por las plantas de tratamiento de agua. Al final del tratamiento el agua debe tener un máximo de 1 ppm. Cada una de las plantas está compuesta por un

desnatador (aquí se retira mediante decantación parte de las natas presentes en el agua), celdas de flotación (aquí se retira mediante microburbujeo otra parte de las natas presentes en el agua) y filtros cáscara de nuez (aquí se retira el remanente de natas presente en el agua). El agua proveniente del retro lavado de filtros se pasará a través de unos decantadores y se envía a una piscina. Los desechos sólidos recuperados en el proceso se enviarán a un sumidero.

Finalmente un tanque recibirá y almacenará el agua tratada que quedará lista para disposición, donde unas bombas se encargan de transportar el agua almacenada en tanques a disposición final.

Sí el propósito es re-inyectarla al yacimiento, se debe eliminar el oxígeno o el aire disuelto en el agua, porque el oxígeno disuelto genera actividad en ciertas bacterias en la formación, ocasionando taponamiento por escamas en las perforaciones; muchas de estas bacterias son corrosivas y atacan los metales, creando problemas de mantenimiento en los equipos tanto de subsuelo y superficie.

1.4.3 TRATAMIENTO DEL GAS

El gas producido con el petróleo, luego de separado y tratado preliminarmente, si fuese necesario, puede ser enviado a plantas especiales de tratamiento final para distribución por gasoductos a las plantas petroquímicas y refinerías; a ciudades para consumo en las industrias y servicios domésticos o también es usado por la misma industria petrolera en sus operaciones, como combustible o para ser reinyectado en los yacimientos para la restauración y/o mantenimiento de la presión y, por ende, lograr un mayor porcentaje de extracción del petróleo en sitio.

El volumen de gas por pozo en crudos pesados, generalmente, es muy poco. La recolección de gas de tantos pozos requiere compresión, cuya inversión en plantas e instalaciones generalmente sobrepasa las expectativas de rentabilidad. Por tanto, las posibilidades de utilización y rentabilidad quedan circunscritas al gas de mediana y alta presión.

El gas producido con el petróleo, luego de separado es deshidratado. El proceso más común para deshidratación de gas es poner en contacto el gas con un líquido higroscópico (compuesto que absorbe humedad). Se trata de un proceso de absorción, donde el vapor de agua en la línea de gas se disuelve en una corriente de líquido disolvente puro (glicol), para luego ser enviado a plantas especiales de tratamiento final.

1.5 CRUDOS BITUMINOSOS

Las arenas bituminosas, también llamadas arenas de alquitrán o arenas petrolíferas, son arenas impregnadas de petróleo compuestas por arena, arcilla, agua y bitumen consideradas una fuente de energía no renovable y no convencional. Estas arenas son depósitos de betún, un pesado, negro y viscoso aceite que debe ser tratado rigurosamente para convertirlo en un crudo mejorado antes de que pueda ser utilizado por las refinerías para producir gasolina.

El bitumen extraído de este material es una combinación compleja de alto peso molecular de compuestos orgánicos con un número de carbonos superior a C16, alto contenido de carbono y es bajo en contenido de hidrogeno; también contiene pequeñas cantidades de diversos metales como el níquel, hierro y vanadio. Este bitumen tiene una densidad mayor a 960 kilogramos por metro cúbico comparado con la densidad del crudo ligero de 790 kilogramos por metro cúbico, lo que hace

necesario que se apliquen una serie de procedimientos con el fin de que fluya y pueda ser tratado como un crudo convencional.

Las arenas bituminosas están consideradas dentro del grupo de crudos pesados y en algunos casos extra-pesados con densidades menores a 10°API. En promedio, el bitumen extraído contiene 83,2% de carbono, 10,4% de hidrógeno, 0,94% de oxígeno, 0,36% de nitrógeno y 4,8% de azufre.

Los estudios sobre la presencia de arenas bituminosas en el país son recientes, no se tienen cifras exactas de la cantidad de estas reservas pero sí la ubicación y la estimación de las minas.

En Colombia están localizadas dentro de la región Sub-Andina como lo muestra la figura 27, indicando las reservas con círculos rojos. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, los depósitos más representativos de Arenas Bituminosas en el país se localizan en el piedemonte de la cordillera Oriental en los departamentos del Meta, con la reserva de Río Guejar, y Caquetá con las reservas de San Vicente y Florencia. En las reservas de Río Guejar y Florencia las Arenas Bituminosas se encuentran sobre la superficie, a menos de 100 metros de profundidad, mientras que en la reserva de San Vicente éstas se encuentran en la profundidad. Los depósitos de Río Nare y Sogamoso se ubican hacia el centro del país en los departamentos de Santander y Boyacá respectivamente.

Figura 27. Ubicación geográfica de Minas de Bitumen en Colombia.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH 2008)

1.5.1 PRODUCCIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS

La extracción de arenas bituminosas se puede hacer por medio de dos métodos:

1. Minas a cielo abierto donde se extrae la arena de la superficie, la cual es llevada a centros especializados para su posterior tratamiento.
2. Métodos “in situ” que consisten en inyectar vapor a los depósitos bituminosos, calentarlos y separar el bitumen para que suba a la superficie y convertirlo en crudo sintético liviano.

a. Explotación en mina a cielo abierto

Las minas a cielo abierto conocidas también como a rajo abierto y a tajo abierto, son utilizadas para explotar y extraer minerales que se encuentran cerca a la superficie, como el caso de las arenas bituminosas. Al encontrarse el mineral cerca de la superficie no es necesario hacer túneles para sacarlo.

En la figura 28 se muestra el proceso de extracción del petróleo utilizando este método. El primer paso es remover vegetación y otros materiales que cubren las arenas (1), utilizando buldóceres y retroexcavadoras con martillo. Posteriormente se alista el terreno para su explotación utilizando palas mecánicas que extraen la arena (2) y es depositada en volquetas que la transportan a trituradoras para disminuir el diámetro y empezar a separar la arena del bitumen (3). Reducidos los bloques de arena a unos 45 cm de diámetro aproximadamente, son puestas en una banda transportadora que las va agitando para que continúe la separación del bitumen y otros residuos (4) hasta que llegan a una torre de almacenamiento de 5 pisos. En la torre se agrega agua caliente a las arenas para propiciar la separación (5); de ésta sale un ducto (6) que las conduce a un vaso principal de precipitación donde se les agrega solventes y más agua caliente para permitir la separación del bitumen (7); en esta operación se separa el agua y la arena. El bitumen continúa en un tratamiento de espuma en donde se aplica un solvente, generalmente nafta para diluirlo (8) y enviarlo finalmente por medio de un ducto a una refinería para ser tratado y convertirlo en crudo (9).

Figura 28. Proceso de extracción de las Arenas Bituminosas en mina a cielo abierto.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH 2008)

i. Tratamiento cuando la explotación es a cielo abierto.

- ✓ **Remoción de Estériles:** El estéril de mina es todo material sin valor económico extraído para permitir la explotación del material útil. La capa superficial del suelo es considerada como estéril aunque sea el soporte de la vegetación, así como las rocas y materiales que no son el objetivo de la excavación.

Las reservas de arenas bituminosas del piedemonte de la cordillera oriental están cubiertas de vegetación y bosques húmedos. Una manera interesante de manejo de los estériles removidos es utilizarlos para construir diques o rellenos, pues se aprovechan estos recursos en obras relacionadas con el proyecto.

- ✓ **Extracción de arenas bituminosas:** Las arenas al estar sobre la superficie son extraídas con palas hidráulicas o eléctricas las cuales ubican el material en camiones. Estos se encargan de transportar el material hasta la planta de extracción donde lo depositan en las trituradoras para ser fraccionado.

Las trituradoras fraccionan las arenas bituminosas por medio de discos de cantos agudos provistos de garfios y fresas que realizan un corte del material. La salida del producto tiene lugar pasando a través de una criba que permite seleccionar en cada caso el material con la granulometría deseada, el tamaño del grano es de media pulgada o menos.

- ✓ **Extracción del bitumen:** El material triturado es llevado a tolvas intermedias por medio de bandas transportadoras para ser almacenado. Las tolvas son dispositivos destinados para el depósito y la canalización de materiales granulares o pulverizados. Generalmente son de forma cónica y siempre son de paredes inclinadas, de tal forma que la carga se efectúa por la parte superior y la descarga se realiza por una compuerta inferior.

A continuación el material es conducido al harnero giratorio centrífugo por medio de bandas transportadoras, este tipo de harnero es apropiado para separar partículas de tamaño grueso debido a su movimiento oscilatorio y de vibración. En este punto se le agrega soda cáustica y agua caliente entre 50 - 80 °C para transformar las arenas bituminosas secas en una pulpa que pueda ser manipulada. El harnero se encarga de separar la pulpa de los granos grandes, palos, rocas y arcillas por medio de un sistema particulado que retiene las partículas más grandes que no pasan por la abertura del tamiz. Las partículas grandes que salen de este proceso son llevadas nuevamente a la trituradora para su reproceso; la pulpa es conducida por líneas de hidrotransporte mediante tubería de acondicionamiento a la separación primaria.

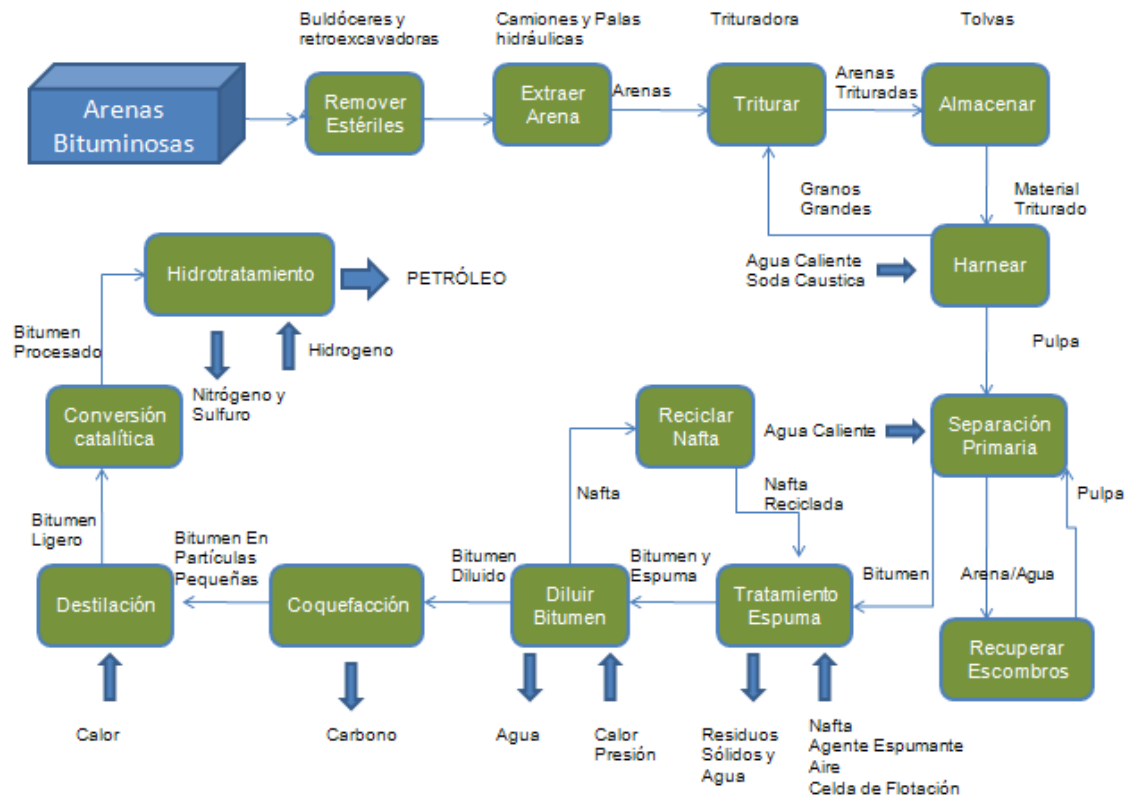
- ✓ **Separación primaria:** La pulpa es llevada a los tanques primarios de separación, en este punto se agrega nuevamente agua caliente a una temperatura entre 80 - 90°C para que el bitumen se diluya y continúe con la separación. La mezcla obtenida se deja reposar y al ser el bitumen una sustancia densa, altamente viscosa que no se mezcla naturalmente con el agua se ubica en la superficie del recipiente, el agua en el medio y las arenas se depositan en el fondo. La arena y el agua son bombeadas a la planta de recuperación de escombros donde son tratadas nuevamente para recuperar su calidad y obtener el bitumen que no pudo ser extraído. El bitumen recuperado de este proceso es devuelto a los vasos de separación primaria.

- ✓ **Tratamiento de espuma:** El proceso de tratamiento de espuma es un proceso de separación mineral para partículas finas en suspensión acuosa, donde las partículas seleccionadas se fijan en burbujas de aire y se elevan para formar una espuma. El bitumen finamente molido se introduce en suspensión acuosa en una celda de flotación, aparato que permite la separación del bitumen y los residuos. La suspensión contiene solventes de hidrocarburos conocidos como surfactantes. La espuma contiene un bitumen considerablemente enriquecido en relación al bitumen original ya que redujo el carbono que contenía.

- ✓ **Mejoramiento:** Dada la naturaleza del bitumen como un complejo de hidrocarburos, rico en carbono pero pobre en hidrógeno, requiere de este proceso especial para mejorar las proporciones relativas de hidrógeno con el fin de obtener un producto más valioso. El proceso comienza conduciendo el bitumen diluido a las unidades de recuperación de diluyente donde el agua se separa y la nafta se recupera a través de la extracción para ser reutilizado. El bitumen seco se lleva a los coquizadores para hacer el proceso de coquefacción donde se elimina el carbón y se rompen las moléculas de bitumen grandes en partículas más pequeñas por medio del calor a altas temperaturas y a baja presión. A continuación las partículas de bitumen son

conducidas a las unidades de destilación al vacío, para ordenar las mezclas de hidrocarburos en sus componentes y poder extraer productos ligeros sin descomponer su composición molecular. El resultado de la destilación es llevado a la conversión catalítica donde se le aplica hidrocarburos para mejorar la calidad del bitumen y convertirlo en un producto más valioso. Finalmente es conducido al hidrotreamiento donde se remueve el sulfuro y el nitrógeno mientras se agrega el hidrogeno; una vez que este proceso se ha completado, el resultado es petróleo crudo que puede ser transportado a través de tuberías subterráneas hacia varias refinерías para ser convertido en productos petrolíferos.

Figura 29. Tratamiento cuando la explotación es a cielo abierto



Fuente: Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia. PULIDO, María y ALMANZA, Diana, Bogotá, 2009.

b. Métodos “in situ” y “vapex”

Más del 70% del bitumen productor de petróleo está lejos de la superficie por lo que es necesario usar otros métodos para su extracción. Dentro de estos métodos se encuentran los “in situ” y “Vapex”, siendo muy similares pero con algunas variaciones respecto a la separación del bitumen.

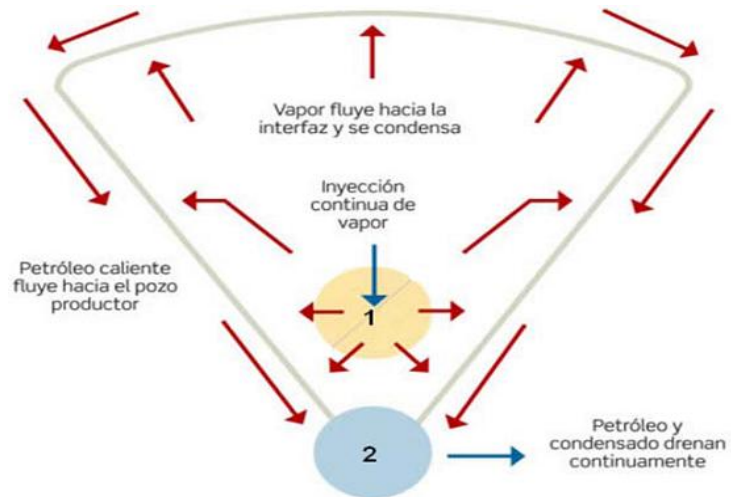
El método “in situ” consiste en inyectar vapor a alta presión en la tierra, las arenas se calientan y el bitumen se derrite, lo que permite que se separe y se saque derretido a la superficie por medio de bombas. El bitumen que se extrae está mezclado con otros elementos por lo tanto es necesario realizar el proceso de separación descrito anteriormente para que pueda ser convertido en un crudo parecido al convencional.

El método “Vapex” que se muestra en la figura 30, al igual que el método “in situ” utiliza vapor para extraer el bitumen a la superficie. Este método requiere dos pozos horizontales; un pozo inyector de solvente con agua caliente localizado en el tope de la formación **(1)** y un pozo horizontal de producción localizado en el fondo de la formación **(2)**.

El bitumen que sale al aplicar este método tiene menos residuos sólidos que el extraído por el método “in situ”, lo que facilita el proceso de transporte y transformación a crudo, reduciendo operaciones y por consiguiente costos.

El crudo extraído de las arenas bituminosas puede ser tratado como un crudo convencional después de realizar los correspondientes procesos de producción, por lo tanto, se le da el mismo tratamiento que un crudo convencional, pues se pueden obtener los mismos derivados y productos después del proceso de refinación. La producción del crudo no convencional es más cara y contaminante y exige más cantidades de agua, energía y disolventes que la convencional. Se calcula que un barril de crudo bituminoso puede necesitar hasta cuatro barriles de agua, además es necesario procesar dos toneladas de arena.

Figura 30. Método Vapex.



Fuente. Vargas et al (2005)

i. Tratamiento para método in-situ.

Los métodos de extracción In Situ y Vapex son llamados procesos de “horizontal drilling Technology” (tecnología de perforación horizontal). Lo que tiene mayor importancia en el desarrollo y la aplicación de una técnica es la viabilidad comercial y la compatibilidad ecológica de la técnica, características que se tendrán en cuenta para elegir qué tipo de proceso es el más adecuado para la explotación de petróleo de las arenas bituminosas en Colombia. Las técnicas de extracción a profundidad se pueden dividir en dos grandes categorías: las que utilizan agua (ya sea caliente o fría) donde el bitumen “flota” separándose de las arenas (Método In Situ) y métodos que utilizan solventes orgánicos para disolver las arenas y drenar el crudo (Método VAPEX).

Extracción In Situ: Es un método de separación para materiales que se encuentran principalmente lejos de la superficie. En este método el consumo de energía es bajo, pero el consumo de agua es alto, ya que por cada metro cúbico

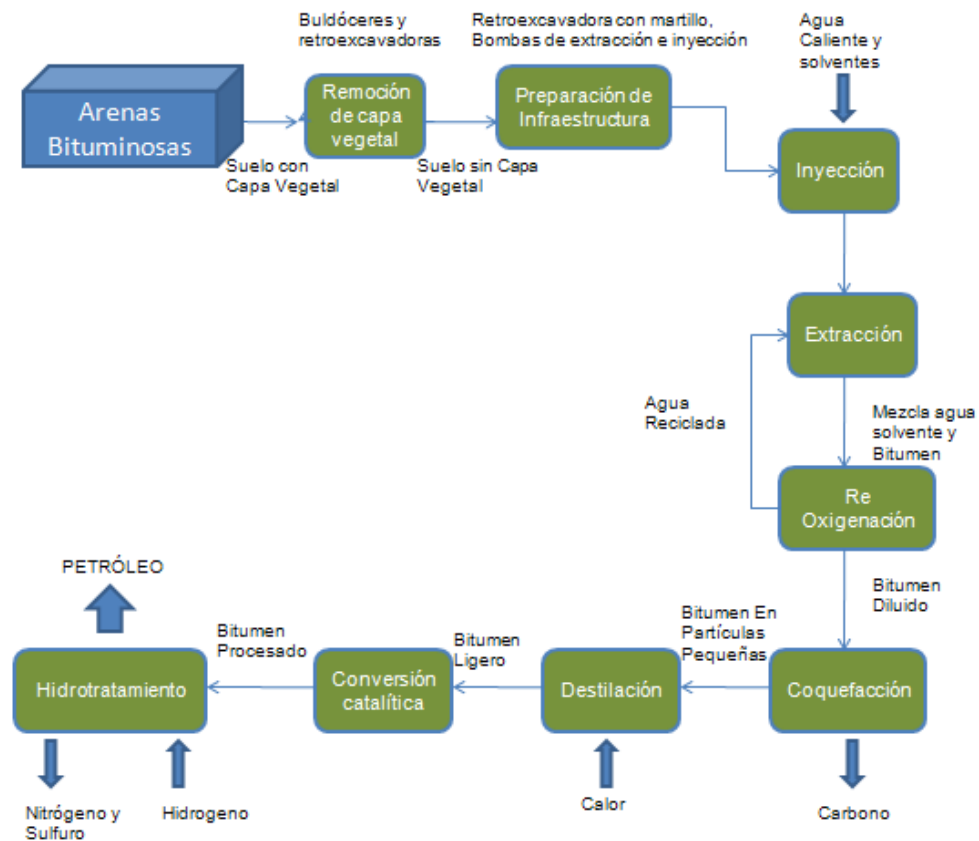
de crudo extraído se deben utilizar aproximadamente 3 metros cúbicos de agua, sin embargo, se debe tener en cuenta que el agua se reutiliza aproximadamente 15 veces antes de ser enviada a las torres de enfriamiento donde se evapora y se busca que vuelva a su ciclo hidrológico.

- ✓ **Adaptación del terreno:** Se deben remover los estériles (mismo procedimiento explicado anteriormente para explotación a cielo abierto).
- ✓ **Inyección y Extracción:** Se inyecta agua caliente y solvente por tubos que traspasan los pozos perforados a la profundidad, donde el contacto de dicha mezcla con las arenas bituminosas genera una reacción de disolución dejando al crudo líquido y a las arenas en forma de asfalto sólido. En ese momento, el crudo se disuelve en agua y la mezcla es bombeada a la superficie.
- ✓ **Procesamiento de la mezcla (agua/crudo):** La solución de agua y crudo es bombeada a la planta de tratamiento, donde se extrae el crudo puro. Se realiza un procedimiento de re-oxigenación y el agua es bombeada de vuelta a los pozos de inyección. Se re circula hasta que el crudo en el depósito se agote.
- ✓ **Mejoramiento del crudo:** La mezcla de crudo y agua sufre el mismo proceso de mejoramiento explicado para el método de extracción de petróleo a cielo abierto donde la mezcla diluida entra a coquefacción, destilación, conversión catalítica e hidrotratamiento. Después de sufrir estos procesos, el crudo pesado es transportado a refinerías para la producción de productos petrolíferos.
- ✓ **Manejo de desperdicios:** Las aguas residuales son tratadas y bombeadas de nuevo a los pozos. Los residuos sólidos son enviados a un sitio de

disposición donde las arenas o asfaltos son vendidos al sector de la construcción.

- ✓ **Restauración y recuperación de la tierra:** El agua es purificada y re inyectada a los pozos para la limpieza de los mismos. Cuando los pozos tienen pocos residuos de crudo y arenas bituminosas, se llenan y cubren de concreto para aislarlos de la superficie. De Ser necesario, el suelo es descontaminado para evitar que algunos residuos de crudo o Solvente afecte la tierra desde la profundidad hasta la superficie.

Figura 31. Tratamiento para método In Situ.



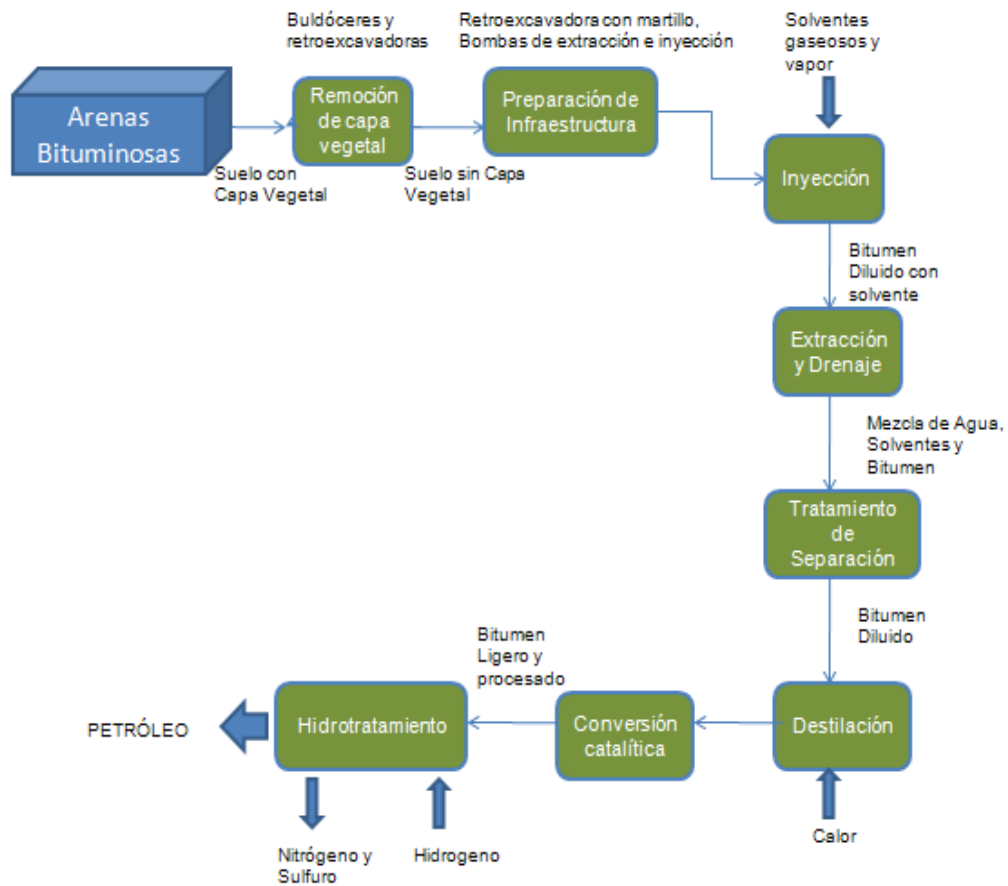
Fuente: Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia. PULIDO, María y ALMANZA, Diana, Bogotá, 2009.

Extracción Vapex: Este método es el más avanzado tecnológicamente comparado con los dos métodos mencionados anteriormente (In situ y cielo abierto). Es un método donde el principio básico es utilizar solventes gaseosos para aumentar la recuperación de petróleo y disminuir la viscosidad del mismo. El diseño básico del método VAPEX utiliza pozos horizontales con un espacio entre ellos de aproximadamente 5 metros. Una mezcla de gas/solvente es inyectada al pozo para estimular al crudo pesado (separar el crudo de las arenas), la viscosidad se reduce debido a los gases y solventes y el crudo separado comienza a subir a la superficie y es drenado para continuar con su tratamiento.

En el método VAPEX, los solventes de hidrocarburo vaporizado (de bajo peso molecular) son inyectados en el punto de extracción (llamado depósito) por medio de bombas a través de un pozo de inyección horizontal o pozo productor. Inicialmente, los solventes se disuelven en el asfalto del pozo de inyección hasta que el crudo diluido avanza por el depósito.

En el proceso de extracción del método VAPEX, al igual que en los dos métodos explicados anteriormente, es necesario realizar un procedimiento de "Mejoramiento" que consta de 4 pasos, sin embargo, como el bitumen se diluye con el solvente y los vapores y sale más puro que en otros métodos, la coquefacción no se hace necesaria y dicho procedimiento comienza con la destilación de la mezcla donde se disminuye el nivel de carbono y se aligera un poco el crudo dándole mayor calidad.

Figura 32. Tratamiento para método VAPEX.



Fuente: Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia. PULIDO, María y ALMANZA, Diana, Bogotá, 2009.

2 DISEÑO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO CAMPO RUBIALES CPF2

Teniendo en cuenta el tratamiento para crudos pesados que se basa en la deshidratación y desalado debido a las propiedades de estos crudos, se plantea el tratamiento para crudo Rubiales siendo este un crudo de 12.8 °API.

Inicialmente un tratamiento químico es llevado a cabo en el manifold donde se inyectan 7698 Bls de Nafta (calculado con las ecuación 2,3 y 4) para asegurar que en el momento de comenzar con las etapas de asentamiento se logre una separación eficiente, además se realiza tratamiento térmico y electrostático a lo largo del proceso. Analizando las características del crudo no es necesario hacer el proceso de desalado ya que el contenido de sal es relativamente bajo, 4lb/1000Bls.

En una herramienta de simulación fue representado el proceso donde se analizó el comportamiento de los caudales de agua y crudo en cada etapa y las variables operacionales como presión y temperatura, para así de esta forma evaluar que sí se cumplen con los requerimientos de calidad del crudo enunciados en la sección 1.3.1.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los fluidos de producción están representados por la corriente llamada **Rubiales** que tiene las siguientes propiedades. (T= 140 °F, P = 40 psig, BS&W 90%) con una caudal Q= 350000 barriles de emulsión (BFPD), sin presencia de gas natural asociado. A dichas condiciones entra a 2 tanques Free Water Knockout (FWKO), representados como separadores, con capacidades de 50KBbls y 30 KBbls en

serie donde se lleva a cabo la etapa de separación por gravedad; para mejorar la eficiencia de dicho proceso se aprovecha la energía del Tratador Electroestático (E.T), para calentar la zona de crudo en los FWKOs.

En el primer FWKO se separan 220500 BWPD, que representan el 70% que es agua libre, quedando en la corriente **crudo 1** un caudal $Q= 129500$ BFPD, con un BS&W 30%, aumentando su temperatura 20°F , $T= 160^{\circ}\text{F}$ debido al paso por internos y el calentamiento de la zona de crudo emulsionado en el FWKO. Por vasos comunicantes la corriente fluye hacia el segundo FWKO o tanque de cabeza, donde es retirado un 10% del agua en emulsión que es dirigida al sistema de tratamiento de agua y el otro 20% fluye en la corriente **crudo 2** hacia la bomba que suministran la energía necesaria para transportar el fluido hasta los tanques de almacenamiento.

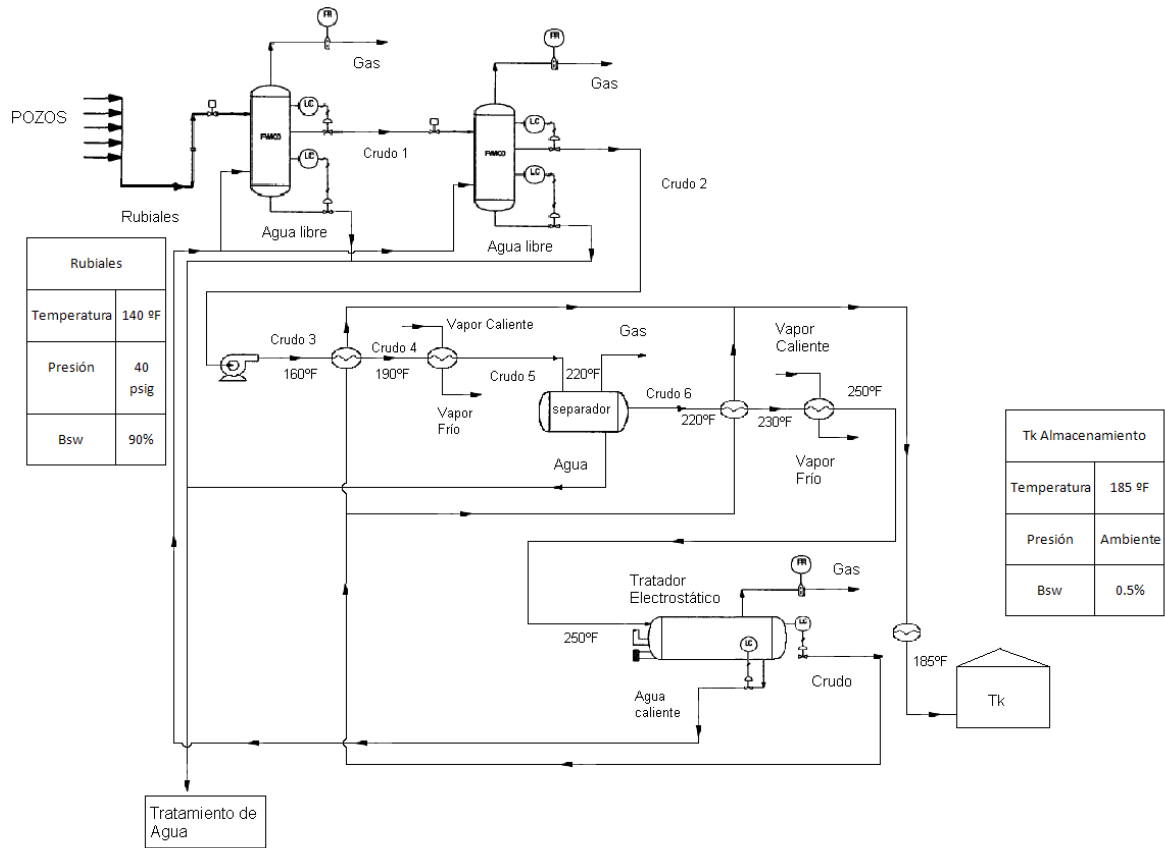
A la salida de la bomba la corriente **crudo 3** se precalentará hasta 190°F al ingresar al intercambiador de calor (liquido-liquido) E-100 y posteriormente elevará su temperatura hasta 220°F por su paso por el intercambiador (liquido-Vapor).

El calentamiento previo de la corriente permite un mejor proceso de separación retirando así 4252,5 BWPD, que equivalen al 5% del agua en emulsión.

Como aun no se han alcanzado las condiciones de entrega, es necesario un tercer proceso, la separación electroestática, donde al aplicar corriente eléctrica, se polarizan las moléculas de agua para luego separarse. Antes de esto la corriente **crudo 6** pasa por un sistema de intercambiadores liquido-liquido y liquido – vapor de agua a 150 psi respectivamente hasta alcanzar una temperatura de 250°F .

El tratador electroestático permite obtener crudo con un BS&W ≤ 0.5 %, que luego es enfriado a 185°F para enviarlo a los tanques de almacenamiento.

Figura 33.Diagrama general del proceso.



Fuente: Autores del proyecto.

2.1.1 DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS SEGÚN EL PROCESO

De acuerdo al proceso establecido, los equipos principales a dimensionar son dos tanques FWKO, un separador horizontal y un tratador electrostático; el proceso a seguir para dimensionar los tanques FWKO es el mismo que está establecido para dimensionar un separador vertical, el cual se realizó teniendo en cuenta la literatura Surface Production Operations. De ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice.

2.1.1.1 Primera Etapa – Tanque Free Water Knockout 1

La selección de las dimensiones de este equipo se realiza siguiendo el procedimiento mencionado teniendo en cuenta una RE de 0.5 por la restricción de altura la cual no debe superar los 48 pies.

Tabla 3: Condiciones iniciales de tratamiento y propiedades del crudo a 190 °F (Primera etapa).

	<i>Variable</i>	<i>T=190</i>	<i>Unidad</i>
Caudal de crudo	Qo	35000	BOPD
Caudal de agua	Qw	315000	BWPD
Caudal de líquido	Ql	350000	BFPD
Viscosidad del crudo	μo	82,20	cp
Diametro de partícula	dm	500	micron
Diametro de partícula	dm²	250000	micron²
Gravedad API	API	12,8	
Densidad del agua	ρw	62,4	lb/pc
Gravedad específica del aceite	γw	1,02	
Gravedad específica del agua	γo	0,98	
Delta de gravedades	ΔSG	0,0394	
Tiempo de residencia	tr	30	min
	BS&W	90%	
Salinidad	Sal	4	lb/1000bls

Fuente: Autores del proyecto.

Teniendo en cuenta las condiciones iniciales de operación y las propiedades a las condiciones dadas, un caudal de 350000 barriles de líquido con de 90% de agua, a temperatura de 190 °F la viscosidad del crudo Rubiales (12.8 °API) es de 82.2 cp. El dimensionamiento comienza determinando la velocidad de asentamiento que para el caso es muy baja ya que se está tratando un crudo pesado, luego se determina el diámetro y altura del tanque los cuales serán referencia para determinar las dimensiones finales.

Con las ecuaciones 1, 10, 11, 12 y 13 referenciadas anteriormente, se calculan las variables mostradas en las tablas 4 y 8 donde se determina el diámetro y la

longitud de referencia para luego hacer las iteraciones y finalmente escoger las dimensiones apropiadas teniendo como criterio la relación de esbeltez.

Tabla 4: Dimensionamiento del tanque a las condiciones dadas en la primera etapa.

Vt	0,0002133	pies/segundo		
d ²	1953824,03	pulg. ²		
d	1397,79	pulg.	116,4827	pies
ho	4,4784	pulg.		
hw	40,3056	pulg.	3,358798	pies
ho+hw	44,7840	pulg.	3,731998	pies
Lss	123,5480	pies		
RE	1,0607			

Diámetro de referencia

Fuente: Autores del proyecto.

Luego de determinar el diámetro de referencia (*Tablas 4 y 8*) y al observar la relación de esbeltez para dicho calculo se tendría equipos de dimensiones desproporcionadas por tanto es necesario iterar hasta encontrar una relación de esbeltez adecuada de 0.5, de acuerdo a lo establecido para diseño de equipos verticales.

Tabla 5: Determinación del diámetro y longitud del tanque luego del cálculo base en la primera etapa.

do(in)	do(ft)	ho+hw(in)	Lss(ft)	RE(adm)
1332	111	49,31734	118,44311	1,0671
1344	112	48,44060	119,37005	1,0658
1356	113	47,58704	120,29892	1,0646
1368	114	46,75584	121,22965	1,0634
1380	115	45,94623	122,16219	1,0623
1392	116	45,15747	123,09646	1,0612
1404	117	44,38884	124,03240	1,0601
1416	118	43,63968	124,96997	1,0591
1428	119	42,90932	125,90911	1,0581
1440	120	42,19715	126,84976	1,0571
1452	121	41,50255	127,79188	1,0561

Fuente: Autores del proyecto.

Como se puede apreciar, no hay un cambio considerable en la relación de esbeltez, en consecuencia se reemplaza la ecuación 13, tomando como referencia el diámetro inicial 116 pies y la relación de esbeltez requerida 0,5 para determinar la altura, partiendo del hecho de que no deben exceder los 48 pies de altura para que queden proporcionales.

Los cálculos de éste procedimiento se presentan en las *Tabla 6 y 10*.

Tabla 6: Determinación final del diámetro y longitud del tanque en la primera etapa.

do(pulg)	do(pies)	Lss(pies)	RE(adm)
1152	96	48,0	0,5
1164	97	48,5	0,5
1176	98	49,0	0,5
1188	99	49,5	0,5
1200	100	50,0	0,5
1212	101	50,5	0,5
1224	102	51,0	0,5
1332	111	55,5	0,5
1344	112	56,0	0,5
1356	113	56,5	0,5
1368	114	57,0	0,5
1380	115	57,5	0,5
1392	116	58,0	0,5
1404	117	58,5	0,5

Dimensiones finales

Fuente: Autores del proyecto.

Con lo establecido finalmente se obtiene un tanque de 48 pies de altura y 96 pies de diámetro, en la primera etapa de tratamiento.

2.1.1.2 Segunda Etapa – Tanque Free Water Knockout 2

El crudo en la primera etapa contiene un 30% volumen de agua, motivo por el cual se recomienda un tanque FWKO vertical. Se realiza el mismo procedimiento llevado a cabo en la etapa anterior para dimensionar el equipo cambiando las condiciones de entrada.

Tabla 7: Condiciones iniciales de tratamiento y propiedades del crudo a 210 °F (Segunda etapa).

	Variable	T=210 °F	Unidad
Caudal de crudo	Qo	35000,00	bbbl
Caudal de agua	Qw	94500,00	bbbl
Caudal de líquido	Ql	129500,00	bbbl
Viscosidad del crudo	μ_o	50,22	cp
Diámetro de partícula	dm	500	micron
Diámetro de partícula	dm ²	250000	micron ²
Gravedad API	API	12,8	
Densidad del agua	ρ_w	62,4	lb/pc
Gravedad específica del agua	γ_w	1,02	
Gravedad específica del aceite	γ_o	0,98	
Delta de gravedades	ΔSG	0,039	
Tiempo de residencia	tr	30	min
	BS&W	30%	

Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 8: Dimensionamiento del tanque a las condiciones dadas en la segunda etapa.

Vt	0,0003492	pies/s		
d ²	1193686,65	pulg ²		
d	1092,56	pulg	91,047	pies
ho	7,33	pulg		
hw	19,79	pulg	1,6493	pies
ho+hw	27,12	pulg	2,2602	pies
Lss	96,64	pies		
RE	1,061			

Diámetro de referencia

Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 9: Determinación del diámetro y longitud del tanque luego del cálculo base en la segunda etapa.

do(in)	do(ft)	ho+hw(in)	Lss(ft)	RE(adm)
1068	89	28,38359	94,69863	1,0640
1080	90	27,75634	95,64636	1,0627
1092	91	27,14967	96,59581	1,0615
1104	92	26,56266	97,54689	1,0603
1116	93	25,99450	98,49954	1,0591
1128	94	25,44436	99,45370	1,0580
1140	95	24,91151	100,40929	1,0569
1152	96	24,39522	101,36627	1,0559
1164	97	23,89482	102,32457	1,0549
1176	98	23,40966	103,28414	1,0539
1188	99	22,93913	104,24493	1,0530

Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 10: Determinación final del diámetro y longitud del tanque en la segunda etapa.

do(in)	do(ft)	Lss(ft)	RE(adm)
1092	91	45,5	0,5
1104	92	46,0	0,5
1116	93	46,5	0,5
1128	94	47,0	0,5
1140	95	47,5	0,5
1152	96	48,0	0,5
1164	97	48,5	0,5
1224	102	51,0	0,5
1236	103	51,5	0,5
1248	104	52,0	0,5

Dimensiones finales

Fuente: Autores del proyecto.

Con lo establecido finalmente se obtiene un tanque de 46 pies de altura y 92 pies de diámetro, en la segunda etapa de tratamiento.

2.1.1.3 Tercera etapa – Separador trifásico

Para esta etapa el caudal de 35000 bopd se divide en (2) dos equipos de 17500 c/u para cumplir las dimensiones comerciales y la cantidad de fluido a tratar.

La temperatura del fluido ha alcanzado los 220°F luego del paso por los intercambiadores líquido –líquido, líquido – vapor.

Tabla 11: Condiciones iniciales de tratamiento y propiedades del crudo a 220 °F en la tercera etapa.

	<i>Variable</i>	<i>T = 220°F</i>	<i>Unidad</i>
Caudal de crudo	Qo	17500	bbl
Caudal de agua	Qw	42525	bbl
Caudal de líquido	Ql	60025	bbl
Viscosidad del crudo	μ_o	39,04	cp
Diámetro de partícula	dm	500	micron
Diámetro de partícula	dm ²	250000	micron ²
Gravedad API	API	12,8	
Densidad del agua	ρ_w	62,4	lb/pc
Gravedad específica del agua	γ_w	1,02	
Gravedad específica del aceite	γ_o	0,980596	
Delta de gravedades	ΔSG	0,039404	
Tiempo de residencia del agua	trw	5	min
	BS&W	30%	
Tiempo de residencia del aceite	tro	30	min

Fuente: Autores del proyecto

Luego de los tanques FWKO'S de la primera y segunda etapa continúa el proceso y se determina que lo adecuado es un separador trifásico horizontal para así separar las partículas de agua que se pudieron coalescer con el calentamiento en los intercambiadores de calor. Las dimensiones de éste equipo son determinadas como sigue:

Con *Ec. 5, 6, 7, 8 y figura 17* se realiza la tabla 12 con la cual se determina el diámetro y espesor de aceite que sirve como referencia para determinar la longitud y diámetro final.

Tabla 12: Determinación de espesor y el diámetro máximo de la fase aceite.

ho max	9,68951
Aw/A	0,35423
B	0,105
d	92,28108
d ² Leff	1047427,5

Fuente: Autores del proyecto.

Se itera con el diámetro y espesor determinado en la tabla 12 hasta definir un diámetro y una longitud con una RE específica.

Tabla 13. Determinación del diámetro y longitud del separador luego del cálculo base en la tercera etapa.

d pies	d pulg	Leff pies	Lss pies	RE
5	60	290,95208	387,93611	77,58722
6	72	202,05006	269,40008	44,90001
9	108	89,80003	119,73337	13,30371
10	120	72,73802	96,98403	9,69840
11	132	60,11407	80,15209	7,28655
12	144	50,51251	67,35002	5,61250
13	156	43,04025	57,38700	4,41438
16	192	28,41329	37,88439	2,36777
17	204	25,16887	33,55849	1,97403
18	216	22,45001	29,93334	1,66296

Dimensiones finales

Fuente: Autores del proyecto.

Con lo establecido finalmente se obtienen (2) dos separadores de 67.35 pies de longitud y 12 pies de diámetro, en la tercera etapa de tratamiento.

2.1.1.4 Cuarta etapa – Tratador electrostático

El procedimiento a seguir para dimensionar un tratador electrostático es el mismo que se llevó a cabo para un separador horizontal.

Para dimensionar el tratador electrostático se tiene en cuenta una temperatura de operación de 250 °F después del paso por el segundo arreglo de intercambiadores liquido-liquido y liquido-vapor. Al igual que en la etapa anterior el caudal se divide, con lo que obtenemos las siguientes condiciones:

Tabla 14. Condiciones de entrada y propiedades del crudo a 250 °F en la cuarta etapa.

	Variable	T=250 °F	Unidad
Caudal de crudo	Qo	17500	bbl
Caudal de agua	Qw	40398,75	bbl
Caudal de líquido	Ql	57898,8	bbl
Viscosidad del crudo	μ_o	22,33	cp
Diámetro de partícula	dm	500	micron
Diámetro de partícula	dm ²	250000	micron ²
Gravedad API	API	12,8	
Densidad del agua	ρ_w	62,4	lb/pc
Gravedad específica del agua	γ_w	1,02	
Gravedad específica del crudo	γ_o	0,980596	
Delta de gravedades	ΔSG	0,039404	
Tiempo de residencia del agua	trw	8	min
	BS&W	30%	
Tiempo de residencia del crudo	tro	10	min

Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 15: Determinación de espesor y el diámetro máximo de la fase aceite en la cuarta etapa.

ho max	5,64679
Aw/A	0,32436
B	0,12
d (in)	47,1

Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 16. Determinación del diámetro y longitud del tratador luego del cálculo base en la cuarta etapa.

d pies	d pulg	Leff pies	Lss pies	RE
4	48	307,04418	409,39225	102,35
4,5	54	242,60281	323,47042	71,88
9	108	60,65070	80,86760	8,99
10	120	49,12707	65,50276	6,55
11	132	40,60088	54,13451	4,92
12	144	34,11602	45,48803	3,79
13	156	29,06927	38,75903	2,98
14	168	25,06483	33,41978	2,39
15	180	21,83425	29,11234	1,94
16	192	19,19026	25,58702	1,60
17	204	16,99899	22,66531	1,33

Dimensiones
finales

Fuente: Autores del proyecto.

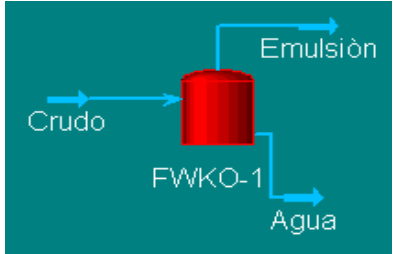
Con lo establecido finalmente se obtienen (2) dos tratadores electrostáticos de 38.75 pies de longitud y 13 pies de diámetro, en la última etapa de tratamiento.

2.2 HOJAS DE DATOS DE LOS EQUIPOS

A continuación se muestran las hojas de datos de cada equipo involucrado en el tratamiento.

a. Hoja de datos tanque free water knockout 1.

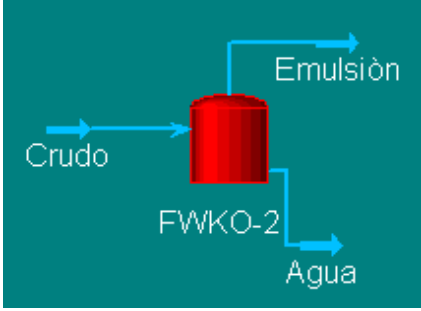
Tabla 17. Hoja de datos Tanque free water knockout 1.

UNIDAD: Tanque Free Water Knockout 1			
ORIENTACION: vertical			
CAPACIDAD (Bbls): 50 k			
SERVICIO: Separar el agua libre			
VARIABLES		DISEÑO	OPERACION
TEMPERATURA (F):		190	140
PRESION(Psig):		65	40
DIMENSIONES		CRITERIOS DE DISEÑO	
DIAMETRO: (ft)	96	TIEMPO DE RESIDENCIA (Minutos)	30
ALTURA: (ft)	48	DIÀMETRO DE PARTÍCULA (Micrones)	500
RE	0.5	CANTIDAD: 1	

Fuente: Autores del proyecto.

b. Hoja de datos tanque free water knockout 2.

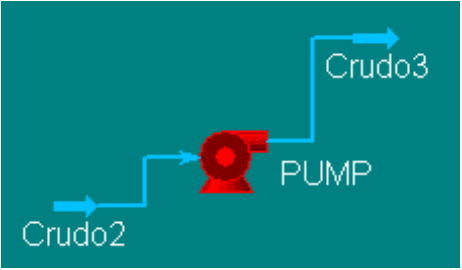
Tabla 18. Hoja de datos Tanque free water knockout 2

UNIDAD: Tanque Free Water Knockout 2			
ORIENTACION: vertical			
CAPACIDAD (Bbls): 30 k			
SERVICIO: Separar el agua libre			
VARIABLES		DISEÑO	OPERACION
TEMPERATURA (F):		210	160
PRESION(Psig):		65	40
DIMENSIONES		CRITERIOS DE DISEÑO	
DIAMETRO: (ft)	92	TIEMPO DE RESIDENCIA (Minutos)	30
ALTURA: (ft)	46	DIÀMETRO DE PARTÍCULA (Micrones)	500
RE	0.5		
		CANTIDAD: 1	

Fuente: Autores del proyecto.

c. Hoja de datos Bomba de desplazamiento.

Tabla 19. Hoja de datos Bomba de desplazamiento de crudo.

UNIDAD: Bomba de Desplazamiento de Crudo		
TIPO: Centrífuga		
CAPACIDAD (Bbls/día): 36386		
SERVICIO: Suministran la energía necesaria para transportar el fluido.		
VARIABLES		
EFICIENCIA ADIABATICA :	75%	
Δ PRESION (Psi):	20	
POWER (hp)	16,5083	
MOTOR ELÈCTRICO		

Fuente: Autores del proyecto.

d. Hoja de datos Intercambiador de calor líquido – líquido.

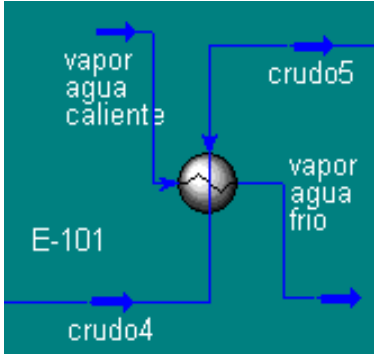
Tabla 20. Hoja de datos Intercambiador de calor líquido – líquido.

UNIDAD: Intercambiador de Calor			
TIPO: Carcasa y Tubo			
FLUIDOS PRESENTES: Líquido - Líquido			
SERVICIO: Precalear la emulsión 30 ° F para hacer mas eficiente la separación.			
VARIABLES			
UA (Btu/F-hr):	320200		
Nº PASOS	1		
DUTY (Btu/hr) :	4.617E6		
LMTD(F)	14,42		
Δ PRESION (Psi):	5		
ORIENTACIÓN:	Horizontal		
TEMA	A	E	L

Fuente: Autores del proyecto.

e. Hoja de datos Intercambiador de calor líquido – vapor.

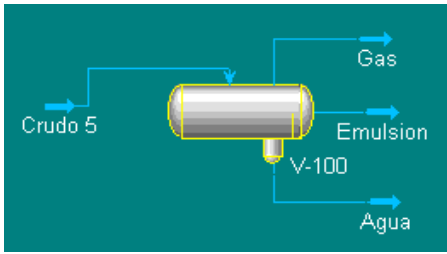
Tabla 21. Hoja de datos Intercambiador de calor Líquido - vapor.

UNIDAD: Intercambiador de Calor			
TIPO: Carcasa y Tubo			
FLUIDOS PRESENTES: Líquido - Vapor			
SERVICIO: Precalear la emulsión 30 °F para hacer mas eficiente la separación.			
VARIABLES			
UA (Btu/F-hr):	712500		
Nº PASOS	1		
DUTY (Btu/hr) :	7.125E6		
LMTD (F)	10		
Δ PRESION (Psi):	5		
ORIENTACIÓN:	Horizontal		
TEMA	A	E	L

Fuente: Autores del proyecto.

f. Hoja de datos Separador trifásico.

Tabla 22. Hoja de datos Separador trifásico.

UNIDAD: Separador Trifásico			
ORIENTACION: Horizontal			
CAPACIDAD (Bbbs): 50 k			
SERVICIO: Proceso de separación de las fases			
VARIABLES		DISEÑO	OPERACIÓN
TEMPERATURA (F):		220	220
PRESION(Psig):		85	60
DIMENSIONES		CRITERIOS DE DISEÑO	
DIAMETRO: (ft)	12	TIEMPO DE RESIDENCIA ACEITE (Minutos)	30
ALTURA: (ft)	67.4	TIEMPO DE RESIDENCIA AGUA (Minutos)	5
RE	5.61	DIÀMETRO DE PARTÍCULA (Micrones)	500
CANTIDAD: 2			

Fuente: Autores del proyecto.

g. Hoja de datos Tratador electrostático.

Tabla 23. Hoja de datos Tratador electrostático.

UNIDAD: Tratador Electrostático			
ORIENTACION: Horizontal			
CAPACIDAD (BOPD): 17 k			
SERVICIO: Suministrar corriente eléctrica para coalescer las gotas de agua más pequeñas y así poderlas separar.			
VARIABLES		DISEÑO	OPERACION
TEMPERATURA (F):		250	250
PRESION(Psig):		85	60
DIMENSIONES		CRITERIOS DE DISEÑO	
DIAMETRO: (ft)	13	TIEMPO DE RESIDENCIA ACEITE (Minutos)	10
ALTURA: (ft)	38.8	TIEMPO DE RESIDENCIA AGUA (Minutos)	8
RE	3	DIÀMETRO DE PARTÍCULA (Micrones)	500
CANTIDAD: 2			

Fuente: Autores del proyecto.

2.3 BALANCE DE MATERIA

Tabla 24. Balance de materia del proceso.

FWKO1			FWKO2		
ENTRA	SALE		ENTRA	SALE	
EMULSIÓN	AGUA LIBRE	EMULSION	EMULSIÓN	AGUA LIBRE	EMULSION
350000	220500	129500	129500	9450	120050
SEPARADORES TRIFÁSICOS			TRATADORES ELECTROSTÁTICOS		
ENTRA	SALE		ENTRA	SALE	
EMULSIÓN	AGUA LIBRE	EMULSION	EMULSIÓN	AGUA LIBRE	EMULSION
120050	4252,5	115797,5	115797,5	11715,64	104081,86
NOTA: Los valores presentados están en unidades de BPDO				AGUA	69081,86
				ACEITE	35000

De la anterior tabla se puede destacar, que con este tratamiento se retiraron 245.918,14 barriles de agua en total, de la corriente inicial de 315000, obteniendo así las condiciones de BSW de 0,5 % para 35000 barriles de crudo.

CONCLUSIONES

1. En el dimensionamiento de los equipos de orientación vertical, se debe tener en cuenta que la relación de esbeltez (RE) sea un valor cercano a 0.5, al igual la altura de los equipos no debe superar los 48 pies para tener equipos dimensionalmente comerciales y para equipos horizontales cuanto mayor sea la relación de esbeltez menos costoso será el equipo, tomándose valores entre 3 y 6.
2. En las primeras dos etapas que corresponde al asentamiento gravitacional, los tiempos de retención son mayores con respecto a la tercera y cuarta etapa, debido a que le lleva más tiempo a las fases alcanzar el equilibrio, para luego ser separadas. En consecuencia bajos tiempos de residencia puede generar contenido de gas en la corriente líquida y contenido de líquido en la corriente de gas.
3. El diseño propuesto funciona para crudos pesados ya que el principio de operación es el calentamiento para disminuir su viscosidad, aunque difiere en que no se realiza el proceso de desalado pero no se alteraría el proceso al incluir este tratamiento a la altura del separador trifásico.
4. El precalentamiento de las corrientes, favorece el proceso de separación, debido a que con el aumento de temperatura se disminuye la viscosidad y la cohesión del film interfacial, favoreciendo el proceso de coalescencia.
5. Los crudos extraídos de las arenas bituminosas puede ser tratados como un crudo convencional después de realizar los correspondientes procesos de producción.

RECOMENDACIONES

1. Profundizar en el tratamiento de agua ya sea para inyección a pozo, vertimiento o consumo de la planta; al igual que el diseño de los equipos.
2. Hacer un análisis de la configuración interna de los equipos para mejorar la eficiencia en el proceso y así tener un mejor aprovechamiento del espacio y una mejor calidad del producto.
3. Analizar otros Campos que tengan condiciones similares en los cuales se pueda mejorar el proceso o mejorar las plantas existentes y comparar los resultados.

GLOSARIO

bopd: Barriles de aceite por día

bopw: Barriles de agua por día

ce: calor específico

d: Diámetro (En diseño de tanques de almacenamiento y separadores), (ft)

dm: diámetro de la partícula (micras)

ρ_d : Densidad del Líquido pesado (g/cm^3 ; lb/ft^3)

ρ_c : Densidad del Líquido liviano (g/cm^3 ; lb/ft^3)

g: Gravedad de la Tierra

h: Altura (En diseño de tanques de almacenamiento y separadores), (ft)

m: masa que se calienta

L: Longitud, (ft)

L_{eff} : Longitud efectiva, (ft)

L_{ss} : Longitud entre costuras, (ft)

T_i : Temperatura inicial ($^{\circ}\text{F}$)

T_f : Temperatura final ($^{\circ}\text{F}$)

T_{ro} : Tiempo de residencia al aceite (minutos)

T_{rw} : Tiempo de residencia al agua (minutos)

P: Presión (Psig)

Q: Calor

Q_o : Caudal de aceite, (bopd)

Q_w : Caudal de agua, (bwpd)

V_t : Velocidad de asentamiento, (ft/sg)

μ_o : Viscosidad del aceite, (cP)

BIBLIOGRAFIA

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Third Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008.

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Volume 1, Second Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company 1999.

GAMBOA GÓMEZ, Diego Felipe y PEÑA SAENZ, Yuly Paola. Determinación De Estándares Operativos Para Separadores. Tesis UIS Bucaramanga, 2007.

INCROPERA, Frank P. Fundamentos de Transferencia de Calor (versión en Español), 4ta edición. México. 1996.

JARAMILLO S. Alonso. Transferencia de calor aplicaciones en Diseño de intercambiadores. Especialización en ingeniería de Gas. Bucaramanga, 2004.

KERN, Donald Q. Procesos de Transferencia de Calor (versión en Español), 1era edición. México, 1999.

MARFISI Shirley y SALAGER Jean Louis. Deshidratación de crudo, principios y tecnología. Cuaderno FIRP N° 853 PP Venezuela, 2004.

NARIÑO REMOLINA, Fredy. Curso Manejo, Separación y Tratamiento de Fluidos de Producción. UIS Noviembre 30 y 1 de Diciembre del 2007.

ORTIZ, Sandra Viviana y ZABALA, Wilson. Diseño de las principales facilidades de superficie para la Deshidratación del crudo proveniente de la formación san Fernando a escala piloto. Tesis UIS Bucaramanga, 2009.

SALAGER Jean Louis. Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. Emulsiones propiedades y formulación. Cuaderno FIRP 231 Venezuela, 1993.

PULIDO, María y ALMANZA, Diana, Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia., Bogotá, 2009.

ANEXOS

ANEXO A. Condiciones de diseño para recipientes a presión.

Los recipientes a presión serán diseñados de acuerdo al código **ASME Sección VIII** y se tendrán en cuenta los siguientes criterios.

✓ Presión de Diseño

En aquellas secciones de la planta donde más de un equipo no se encuentre separado por válvulas de bloqueo, todos los equipos tendrán la misma presión de diseño, la cual no será menor de las mostradas en la tabla a continuación:

Máx. Presión Operación(psig)	Presión de Diseño (psig)
25-250	Máx. Pres. Operación + 25 psi

Fuente: Código ASME sección VIII.

✓ Temperatura de diseño en recipientes

La temperatura de diseño de los recipientes será de acuerdo a lo indicado en la tabla a continuación.

Temperatura de Operación (°F)	Temperatura de Diseño (°F)
Ambiente a 250	Máx. temperatura de operación + 50

Fuente: Código ASME sección VIII.

ANEXO B. Condiciones de diseño para tanques.

Los tanques atmosféricos serán diseñados para una presión que no sobrepase 2 psig y no se encuentre por debajo de 1 psig de vacío, según API 650. En cuanto a la temperatura de diseño para los tanques será de acuerdo a lo indicado en la tabla siguiente.

Temperatura Máxima de operación (°F)	Temperatura de Diseño (°F)
Ambiente a 180	Max 195

Fuente: Código ASME sección VIII.

ANEXO C. Velocidades y Δp máximos recomendados en líneas de acero al carbono para servicios con líquidos.

Servicio	Velocidad máxima [ft/s]	Máximo $\Delta P/100$ ft [psi]
Recomendación General	5 - 15	4
Flujo Laminar	4 - 5	---
Flujo Turbulento Densidad del Líquido (lb/ft ³)		
- 100	5 - 8	---
- 50	6 - 10	---
- 20	10 - 15	---

Servicio	Velocidad máxima [ft/s]	Máximo $\Delta P/100$ ft [psi]
Succión de bombas – Líquidos en punto de equilibrio con el vapor para tuberías $\leq 8''$ para tuberías $> 8''$	1 - 3 6 máx.	0,5 0,5
– Líquidos subenfriados para tuberías $\leq 8''$ para tuberías $> 8''$	3 - 5 12 máx. 4 - 8	1,5 1,5 0,4
Descarga de bombas 0 - 250 GPM 250 - 700 GPM > 700 GPM	6 - 8 8 - 10 10 - 15	4 4 2
Flujo por gravedad	3 - 8	0,4
Sistemas hidráulicos de aceite	7 - 15	---
Entrada de aceite lubricante	2,5 - 4	---
Salida de Aceite Lubricante	0,7 - 1	---
Líquidos Viscosos Viscosidad < 10 cP – Succión de bomba – Descarga de Bomba	1,7 (1,3 + d/6) ft/s (4+d/2) ft/s	--- 0,05 - 0,5 2

Servicio	Velocidad máxima [ft/s]	Máximo $\Delta P/100$ ft [psi]
- Líneas	300 - 450 ft/min	1 - 5
- Líneas por gravedad	30 - 60 ft/min	0,15
Viscosidad > 10 cP		
- Succión de bomba	$(0,2 + d/20)$ ft/s	0,2
- Descarga de Bomba	$(0,5+d/10)$ ft/s	2
- Líneas	$(1+d/2)$ ft/s	---

ANEXO D. Velocidades y Δp máximos recomendados en líneas de acero al carbono para servicio con agua.

Servicio	Velocidad máxima [ft/s]	Máximo $\Delta P/100$ ft [psi]
Servicios generales	2 - 16	1,5
Diámetro (pulgadas)		
1	2 - 3	---
2	3 - 4,5	---
4	5 - 7	---
6	7 - 9	---
8	8 - 10	---

Servicio	Velocidad máxima [ft/s]	Máximo $\Delta P/100$ ft [psi]
10	10 - 12	---
12	10 - 14	---
16	10 - 15	---
20 y mayores	10 - 16	---
Succión de bombas y drenajes	4 - 7	0,2
Descarga de bombas	5 - 10	1 - 3
- Presiones mayores de 700 psig	4 - 6	2 - 7
- Cabezales	---	0,5
Agua de condensadores (General)	3 - 5	---
- Carcasa	9	---
- Tubos	3 - 10	---
Drenajes	2,5 - 5,0	---
Intercambiador doble tubo	1,7 - 6,7	---
Drenajes horizontales	2,5 mín.	---
Mangueras contra incendio	10	---
Canales abiertos	1,5 - 6,0	---

Servicio	Velocidad máxima	Máximo $\Delta P/100$ ft
	[ft/s]	[psi]
Flujo por gravedad	3 - 8	0,4

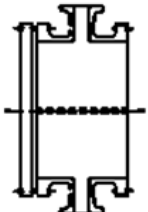
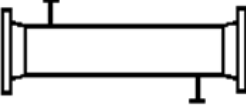

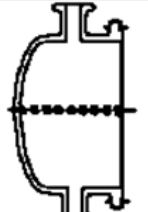


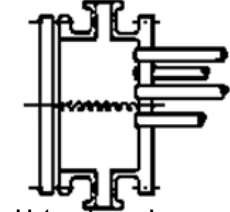
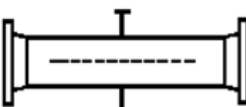

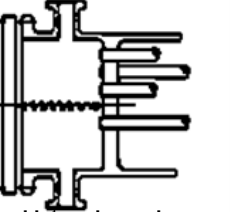
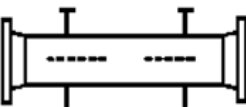
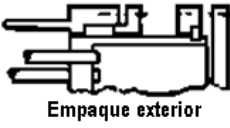
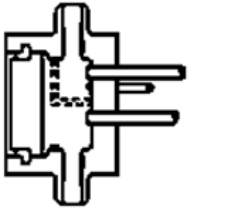
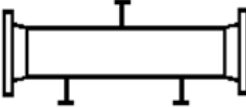

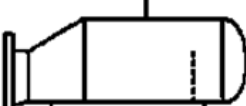

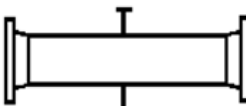
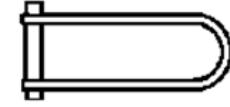
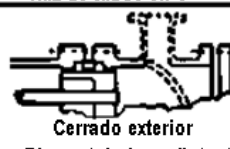
ANEXO E. Velocidades máximas recomendadas para el dimensionamiento de líneas con servicio de gases y vapores.

Tamaño Nominal de la Tubería (pulg)	Vapor de agua Saturado o Gas	Vapor de agua Sobrecalentado o vapores / gases	
	Presión Baja (< 150 psig)	Presión Media (150 - 650 psig)	Presión Alta (> 650 psig)
	Velocidad [ft/s]		
2 ó menor	45 - 100	40 - 80	30 – 60
3 - 4	50 - 110	45 - 90	35 – 70
6	60 - 120	50 - 120	45 – 90
8 - 10	65 - 125	80 - 160	65 – 125
12 - 14	70 - 130	100 - 190	80 – 145
16 - 18	75 - 135	110 - 210	90 – 160
20	80 - 140	120 - 220	100 – 170

ANEXO F. Velocidades máximas recomendadas para el dimensionamiento de líneas con servicio de gases y vapores asociadas a equipos.

Descripción	Máximo $\Delta P/100$ ft [psi]	Velocidad [ft/s]
Succión de compresores		
Reciprocantes	0,3	20 - 40
Centrífugos	0,3	40 – 80
Descarga de compresores	0,5	100 – 250

ANEXO G. Nomenclatura para intercambiadores de casco y tubos.

	PARTE FRONTAL TIPO CABEZA ESTACIONARIA		TIPO DE CASCO		PARTE TRASERA TIPO DE CABEZA
A	 Canal y Cubierta extraíble	E	 Casco de un paso	L	 Placa de tubos fijos Semejante a A
B	 Capó (Cubierta Integral)	F	 Cascos de 2 pasos con deflectos longitudinal	M	 Placa de tubos fijos Semejante a B
C	 Canal integral con placas tubulares y cubierta extraíble	G	 Flujo dividido	N	 Placa de tubos fijos Semejante a N
N	 Canal integral con placas tubulares y cubierta extraíble	H	 Doble Flujo Dividido	P	 Empaque exterior Cabeza flotante
D	 Cierre especial de alta presión	J	 Flujo dividido	S	 Cabeza flotante con dispositivo de respaldo
		K	 Tipo de caldera	T	 Palanca de paso Cabeza Flotante
		X	 Flujo Cruzado	U	 Haz de tubos en U
				W	 Cerrado exterior Placas tubulares flotantes

Fuente: Fundamentos de transferencia de calor, Donald Kern.