

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE  
CRUDO EXTRA-PESADO, EN EL CAMPO CAPELLA DE EMERALD ENERGY  
PLC.**

**CARLOS JOSÉ CARDONA BONILLA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2019**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE  
CRUDO EXTRA-PESADO, EN EL CAMPO CAPELLA DE EMERALD ENERGY  
PLC.**

**CARLOS JOSÉ CARDONA BONILLA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director**

**EDISON ODILIO GARCIA NAVAS  
INGENIERO DE PETRÓLEOS. M. Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2019**

## AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

A la compañía EMERALD ENERGY PLC por permitirme desarrollar el proyecto y suministrar todos los recursos administrativos y técnicos para llevarlo a cabo.

A los ingenieros José Luis Barreto, Ingeniero de Producción y Harvey Rojas, Ingeniero de integridad, por sus constantes aportes y direccionamiento.

Al ingeniero Edison Garcia, director de esta monografía, quien siempre estuvo dispuesto a aportar para mejorar la calidad del proyecto.

Agradecimiento póstumo al Dr. Jorge Luis Grosso, por sus estudios, análisis de laboratorio y técnicos para lograr la caracterización y el tratamiento de emulsiones del crudo extrapesado de campo Capella.

## DEDICATORIA

A Anita, Teresa, Nanda y Laurita.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	15
1. EMULSIONES Y MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EXTRA-PESADO .....	16
1.1 EMULSIONES.....	16
1.2 CLASIFICACIÓN DE EMULSIONES.....	19
1.3 ESTABILIDAD DE EMULSIONES.....	22
1.3.1 <i>Parámetros que afectan la estabilidad de una emulsión, específicos de la interfase.</i> .....	23
1.3.2 <i>Parámetros que afectan la estabilidad de una emulsión, específicos de las condiciones de la emulsión.</i> .....	31
2 CAMPO CAPELLA .....	37
2.1 GENERALIDADES.....	37
2.1.1 <i>Ubicación</i> .....	37
2.1.2 <i>Geología.</i> .....	38
2.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DEL CRUDO CAPELLA.....	40
2.2.1 <i>PVT</i> .....	40
2.2.2 <i>Crudo</i> .....	41
2.2.3 <i>Agua</i> .....	43
2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	45
2.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.....	46
2.4.1 <i>Descripción general de proceso en las plataformas</i> .....	47
2.4.2 <i>Descripción general de proceso en Capella A y CPF</i> .....	49
3 MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO APLICADOS EN CAMPO CAPELLA .....	54
3.1 MECANISMOS DE RUPTURA DE EMULSIONES.....	54
3.2 MÉTODO TÉRMICO .....	55
3.2.1 <i>Tratamiento térmico en campo Capella</i> .....	57
3.2.2 <i>Pruebas de campo del método térmico</i> .....	60
3.3 MÉTODO QUÍMICO.....	63
3.3.1 <i>Pruebas de botella</i> .....	65
3.3.2 <i>Pruebas de campo</i> .....	67

3.4	MÉTODO DE DILUCIÓN.....	69
3.4.1	<i>Dilución en campo Capella.</i> .....	70
4	ANÁLISIS COMPARATIVO .....	79
4.1	COSTOS OPERATIVOS.....	79
4.2	CONSIDERACIONES DE HSE.....	81
4.3	ANÁLISIS OPERACIONAL .....	82
5	APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA.....	85
5.1	CALENTAMIENTO POR MICROONDAS.....	85
5.2	NANOFLUIDOS .....	89
5.3	DILUCIÓN Y DESASFALTADO .....	91
6	CONCLUSIONES.....	93
7	RECOMENDACIONES.....	95
	BIBLIOGRAFIA.....	96
	ANEXOS.....	100

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Microfotografía de una emulsión de petróleo en agua o/w.....	17
<b>Figura 2.</b> Microfotografía del agente emulsificante rodeando una gota de agua...19	19
<b>Figura 3.</b> Microfotografía diferentes tipos de emulsión.....	20
<b>Figura 4.</b> Molécula de estereato de sodio- ejemplo de surfactante .....	24
<b>Figura 5.</b> Acción de los sólidos como agente emulsificante .....	25
<b>Figura 6.</b> Mecanismo de estabilización de emulsiones por asfaltenos.....	27
<b>Figura 7.</b> Efecto de la tensión interfacial .....	29
<b>Figura 8.</b> Interfase entre dos líquidos.....	29
<b>Figura 9.</b> Efecto de la salinidad del agua sobre el tamaño de las gotas de una emulsión: Baja 1% (izquierda), media 10% (derecha), alta 50% (abajo). .....	36
<b>Figura 10.</b> Localización geográfica del bloque Ombú. ....	37
<b>Figura 11.</b> Mapa estructural al tope de la formación Mirador. Se observa la estructura del campo Capella, con cierre en tres direcciones y limitada al Este por la falla principal marcada en rojo. ....	39
<b>Figura 12.</b> Esquema general de proceso plataformas.....	49
<b>Figura 13.</b> Capella A: zona de descargue, Tanques horizontales y verticales. ....	51
<b>Figura 14.</b> Esquema general de proceso en el CPF. ....	53
<b>Figura 15.</b> Esquema general de proceso Capella A – CPF.....	53
<b>Figura 16.</b> Proceso de floculación y coalescencia en una emulsión. ....	55
<b>Figura 17.</b> Precipitación de asfaltenos para mezclas con diluyente 3.....	72
<b>Figura 18.</b> Proceso de Mezclado en plataformas y tabla de volúmenes. ....	75

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Clasificación de emulsiones .....	22
<b>Tabla 2.</b> Parámetros que afectan la estabilidad de una emulsión. ....	23
<b>Tabla 3.</b> Datos PVT del crudo campo Capella para las formaciones Mirador y Conglomerado. ....	40
<b>Tabla 4.</b> Resumen de análisis de muestras de superficie de crudo de las formaciones Mirador y conglomerado y crudo de venta. ....	43
<b>Tabla 5.</b> Análisis de Físicoquímicos de muestras de superficie de agua de las formaciones Mirador y conglomerado y crudo de venta. ....	44
<b>Tabla 6.</b> Principales ventajas y desventajas del método térmico. ....	57
<b>Tabla 7.</b> Tiempo de deshidratación de crudo Capella en las diferentes plataformas. ....	63
<b>Tabla 8.</b> Ventajas y desventajas del tratamiento químico.....	65
<b>Tabla 9.</b> Resultados pruebas de campo rompedor directo compañía 3. ....	68
<b>Tabla 10.</b> Ventajas y desventajas de método de dilución.....	70
<b>Tabla 11.</b> Principales características de los diluyentes analizados para mezcla en campo Capella.....	71
<b>Tabla 12.</b> Valores estimados de requerimiento de diluyente por cada mil barriles de crudo Capella de 9.5 °API.....	71
<b>Tabla 13.</b> Comparativo de costos de los métodos de deshidratación aplicados en campo Capella.....	80
<b>Tabla 14.</b> Valoración de peligros para los métodos de deshidratación aplicados en campo Capella. Riesgo mínimo = 1, Riesgo máximo = 5. ....	82
<b>Tabla 15.</b> Evaluación de procesos operacionales de los métodos de deshidratación aplicados en campo Capella. ....	84
<b>Tabla 16.</b> Caracterización de un crudo pesado mexicano.....	87
<b>Tabla 17.</b> Agua separada por el método de microondas y el calentamiento convencional.....	88
<b>Tabla 18.</b> Comparativo antes y después del proceso de mejoramiento de un crudo extrapesado mediante el proceso patentado por Ecopetrol S.A. ....	92

## LISTA DE GRÁFICAS

<b>Gráfica 1.</b> Agua emulsiona en crudo según °API .....	17
<b>Gráfica 2.</b> Efecto del pH en la estabilidad de una emulsión .....	28
<b>Gráfica 3.</b> Efecto del tamaño de gota sobre la estabilidad de la emulsión .....	32
<b>Gráfica 4.</b> Efecto de la fracción volumétrica en la viscosidad y tipo de emulsión..	34
<b>Gráfica 5.</b> Comportamiento de la viscosidad en función de la presión de yacimiento para campo Capella.....	41
<b>Gráfica 6.</b> Análisis SARA para el crudo Capella.....	42
<b>Gráfica 7.</b> Índice de estabilidad coloidal para el crudo Capella. ....	42
<b>Gráfica 8.</b> Análisis granulométrico. Formación Mirador.....	46
<b>Gráfica 9.</b> Efecto de la temperatura sobre la viscosidad del crudo Capella. ....	58
<b>Gráfica 10.</b> Efecto de la viscosidad sobre la velocidad de sedimentación del crudo Capella.....	59
<b>Gráfica 11.</b> Efecto de la cantidad de agua en el tiempo de deshidratación de crudo Capella. Análisis realizado a temperatura constante de 80 °C (176°F) en el laboratorio de crudos de campo Capella. ....	60
<b>Gráfica 12.</b> Perfil de deshidratación en plataformas de Campo Capella. ....	62
<b>Gráfica 13.</b> Resultados de las pruebas de botella para curdo Capella puro. ....	67
<b>Gráfica 14.</b> Tiempos de deshidratación de mezclas con diferentes diluyentes a 86°F. ....	72
<b>Gráfica 15.</b> Perfiles de deshidratación de mezclas a 18°API .....	73
<b>Gráfica 16.</b> Porcentaje de pérdidas por evaporación para diluyentes puros a temperatura ambiente (30°C / 86°F) .....	74
<b>Gráfica 17.</b> Perfil de %BSW a la entrada y salida del GB y de tanques de venta. ....	76
<b>Gráfica 18.</b> Perfil de temperatura a la salida del GB y en los tanques de venta....	77
<b>Gráfica 19.</b> Perfil de °API. a la entrada del GB y en tanques de venta. ....	78
<b>Gráfica 20.</b> Eficiencia de separación de agua para diferentes concentraciones de nanopartículas de SiO <sub>2</sub> y TiO <sub>2</sub> .....	90

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. ESTADO MECÁNICO TÍPICO DE UN POZO DE CAMPO CAPELLA .....	100
ANEXO B. POTENCIAL OPERATIVO POZOS CAMPO CAPELLA .....	101
ANEXO C. LISTADO DE EQUIPOS DE CAMPO CAPELLA .....	102
ANEXO D. ANÁLISIS DE RIESGOS PARA LAS CALDERAS DE CAMPO CAPELLA.....	103
ANEXO E. ANALISIS DE SEGURIDAD PARA DESCARGUE DE DILUYENTE	104

## RESUMEN

**TITULO<sup>1</sup>:**

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO, EN EL CAMPO CAPELLA DE EMERALD ENERGY PLC.

**AUTOR<sup>2</sup>:**

CARLOS JOSÉ CARDONA BONILLA

**PALABRAS CLAVE:**

EMULSIÓN, CRUDO EXTRAPESADO, DESHIDRATACIÓN. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.

Los procesos de tratamiento del crudo y puesta a punto de este, para cumplir las especificaciones de venta, son una de las principales tareas en los campos de petróleo extrapesado. La separación del crudo y el agua incrementa su grado de dificultad dependiendo de las características fisicoquímicas de la emulsión y a su vez de los procesos que se apliquen para permitir que esta separación ocurra.

En la primera parte del presente documento se presenta la clasificación y principales factores que afectan la estabilidad de las emulsiones haciendo el comparativo con las características de las emulsiones de campo Capella. En la segunda parte se realiza una caracterización de la emulsión del crudo extrapesado de campo Capella y una descripción detallada de las facilidades de producción y las operaciones que ocurren en este campo haciendo énfasis en lo que corresponde a la deshidratación del crudo. La tercera parte presenta una descripción detallada de los tres métodos de deshidratación de crudo extrapesado aplicados en campo Capella, finalizando con un análisis comparativo entre los métodos térmicos, químicos y de dilución, para finalmente definir cuál es el más adecuado para las condiciones de operación del campo base de este estudio.

Como final del presente documento se plantean alternativas de aplicación de tecnologías que podrían optimizar cada uno de los procesos que se llevan a cabo en campo Capella y en general en campos de crudo extrapesado.

---

<sup>1</sup> Monografía.

<sup>2</sup> Ingeniero de petróleos. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Especialización en producción de hidrocarburos. Director: M.Sc. Edison Odilio Garcia Navas.

## ABSTRACT

**TITLE<sup>3</sup>:** TECHNICAL EVALUATION FOR EXTRA-HEAVY CRUDE OIL DEHYDRATION PROCESSES IN CAPELLA FIELD OF EMERALD ENERGY PLC.

**AUTHOR<sup>4</sup>:**  
CARLOS JOSE CARDONA BONILLA

**KEYWORDS:**  
EMULSION, EXTRA-HEAVY CRUDE OIL, DEHYDRATION, PRODUCTION FACILITIES.

The processes of crude oil treatment and preparation of this to meet sale specifications, are one of the main tasks in the extra heavy oilfields. The separation of the crude oil and water increases the degree of difficulty depending on the physicochemical characteristics of the emulsion and, in turn, the processes that are applied to allow this separation to occur.

In the first part of this paper the classification and main factors that affect the stability of the emulsions are presented developing a comparative with the characteristics of the Capella field emulsions. In the second part, a characterization of the emulsion of extra-heavy crude oil from the Capella field and a detailed description of the production facilities and the operations that occur in this field are carried out, emphasizing what corresponds to the dehydration of crude oil. The third part presents a detailed description of the three methods of extra-heavy crude oil dehydration applied in Capella field Finalizing with a comparative analysis between the thermal, chemical and dilution method, to finely define which is the most adequate for field operation conditions.

At the end of this document, alternatives for the application of technologies that could optimize each of the processes that are carried out in Capella field and in general in extra heavy crude fields are proposed.

---

<sup>3</sup> Monograph

<sup>4</sup> Petroleum Engineer. Faculty of physicochemical engineering. Specialization in hydrocarbon production. Director: M.Sc. Edison Odilio Garcia Navas.

## INTRODUCCIÓN

La deshidratación y todos los procesos relacionados con la puesta a punto para cumplir con las especificaciones de venta del crudo extrapesado de campo Capella son una tarea constante. Los procesos de baja eficiencia, el poco uso de nuevas tecnologías y metodologías, generan impactos negativos en los costos y procesos operativos de campo.

El tratamiento de las emulsiones de crudos extrapesados, parte desde la caracterización detallada de la misma, comprendiendo su naturaleza y los mecanismos que la forman y estabilizan. El crudo extrapesado de campo Capella, tiene una gravedad de 9.5 °API, un alto contenido de asfaltenos y una viscosidad de 83000 cP @ 86°F (30°C), características principales que logran una emulsión estable en el tiempo y que requiere de procesos adicionales para su tratamiento.

En el campo Capella a través de los años se han implementado procesos para la deshidratación del crudo teniendo en cuenta sus condiciones operacionales y sobre todo los costos operativos de estos procesos, asociados al desarrollo del campo y a los requerimientos de ampliación de las facilidades y por consiguiente la optimización de las operaciones.

En el presente documento se plantean tres métodos para el tratamiento de la emulsión en campo Capella: el método térmico, el método químico y el método de dilución, que tienen en cuenta las características especiales de crudo Capella y algunas posibilidades de operación que ofrecen las facilidades de producción instaladas. Cada método es implementado y estudiado por separado, para finalmente realizar un análisis comparativo desde los puntos de vista de costos, operacional y HSE; presentando los resultados de estos análisis se da respuesta a la pregunta de la cual nace este proyecto de grado: ¿cuál es el mejor proceso de deshidratación para el crudo Capella?

## 1. EMULSIONES Y MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EXTRA-PESADO

Las emulsiones, son inherentes a la industria de petróleo, en todos los campos de producción de petróleo se encuentran presentes en mayor o menor cantidad. En los campos de crudo extrapesado se encuentran con mayor frecuencia y en mayor cantidad y generalmente tienen una muy buena estabilidad, por la misma naturaleza del crudo, un primer paso para su tratamiento es su correcta caracterización, descifrando los mecanismos que las forman y estabilizan y de esta manera poder clasificarlas y posteriormente definir el mejor método para su tratamiento.

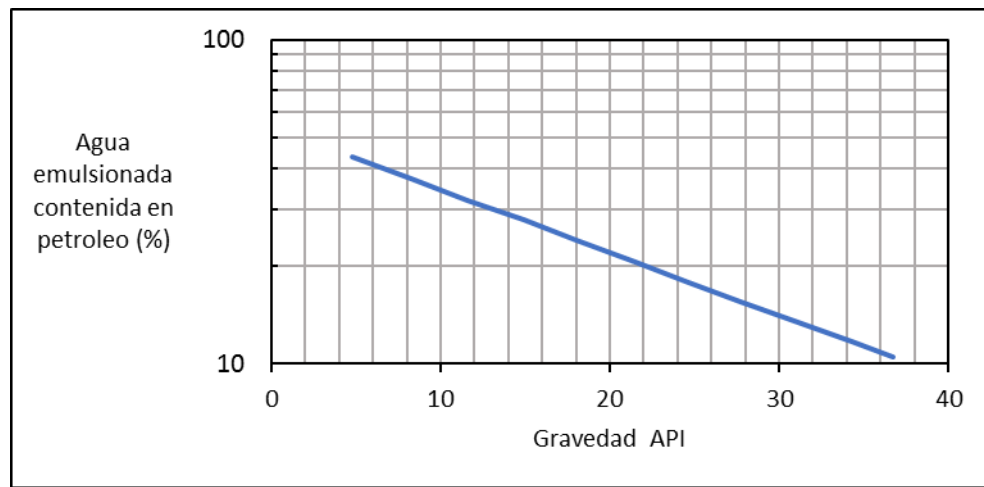
### 1.1 EMULSIONES

El petróleo rara vez se produce solo, la mayor parte del tiempo se produce en conjunto con agua, gas y sedimentos. El agua asociada a la producción de petróleo se puede presentar como agua libre y agua emulsionada. El agua libre se define como el agua que se separa del petróleo del petróleo en un lapso corto de tiempo (5 minutos según el Instituto americano del petróleo, API), sin necesidad de tratamiento y como consecuencia única del asentamiento gravitacional<sup>5</sup>. El agua que no se separa del petróleo como agua libre, recibe el nombre de agua emulsionada y siempre requerirá de algún proceso de tratamiento para ser retirada del petróleo. Para crudos de  $API > 20^\circ$  el contenido de agua emulsificada puede variar entre el 5 y el 20% (v/v) y en crudos de  $API < 20^\circ$  se presenta agua emulsionada entre el 10 y el 45%; cómo se puede observar en la siguiente gráfica:

---

<sup>5</sup> SANTOS SANTOS, NICOLÁS. "Operación de tratamientos de crudos". *Especialización en producción de hidrocarburos*. Bogotá. D.C. Universidad industrial de Santander. 2014. p66.

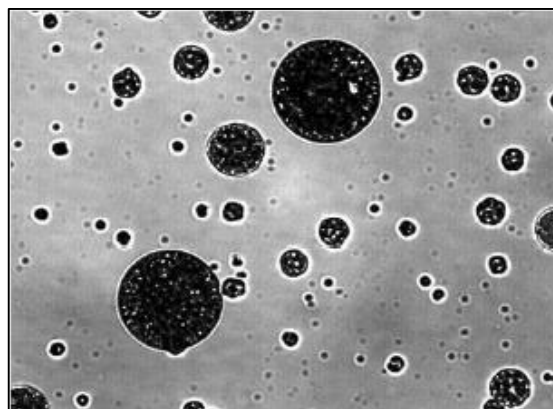
**Gráfica 1.** Agua emulsionada en crudo según °API



**Fuente:** Tomado de YOVERA SOSA, Manuel A. "Tecnología del tratamiento de desalado de crudos". Tesis de grado. Universidad de Piura. Facultad de ingeniería de minas. Escuela profesional de ingeniería de petróleo. Piura – Perú. 2014. p11

Una emulsión es una suspensión de gotas muy pequeñas de un líquido dispersas en otro líquido, resaltando que estos dos líquidos que conforman la emulsión son inmiscibles; el líquido que se encuentra presente como pequeñas gotas, recibe el nombre de fase dispersa o interna, y el otro líquido se llama fase continua o externa<sup>6</sup>.

**Figura 1.** Microfotografía de una emulsión de petróleo en agua o/w



**Fuente:** tomado de <http://www.ifisica.uaslp.mx/~alara/emulsions.html>

<sup>6</sup> *Ibid.* p. 66.

Para la formación de una emulsión son necesarias tres condiciones básicas<sup>7</sup>:

1. Presencia de dos líquidos inmiscibles.
2. Aplicación de suficiente energía mecánica (agitación) para lograr que un líquido se disperse en pequeñas gotas.
3. Presencia de un agente emulsificante que logre estabilizar la emulsión.

Para el caso de los campos petroleros los dos líquidos inmiscibles serán el agua y el crudo producidos; la energía mecánica (agitación) necesaria para dispersar un líquido dentro del otro proviene desde el yacimiento mismo, al moverse los fluidos por el medio poroso (desde el yacimiento hasta los perforados), al pasar por todos los equipos de producción de subsuelo y superficie tales como: sistema de levantamiento, tuberías de superficie, bombas, codos, válvulas, restricciones, cambios de dirección, etc.

Como agente emulsificante actúan moléculas anfipáticas, esto quiere decir que una parte de la molécula es soluble en agua (hidrofílica) y otra es soluble en aceite (lipofílica), estas moléculas se alinean formando una película entre la fase dispersa y la fase continua, logrando así estabilizar la emulsión.

---

<sup>7</sup> YOVERA SOSA, Manuel A. “Tecnología del tratamiento de desalado de crudos”. Tesis de grado. Universidad de Piura. Facultad de ingeniería de minas. Escuela profesional de ingeniería de petróleo. Piura – Perú. 2014. p8.

**Figura 2.** Microfotografía del agente emulsificante rodeando una gota de agua.



**Fuente:** Tomado de ARNOLD, Ken; STEWARD, Maurice. "Surface production operations design of oil handling systems and facilities" Tercera edición. Oxford, UK. Elsevier Inc.2008. p390.

Otros agentes emulsificantes son las partículas sólidas muy finas. Para que estas partículas puedan actuar como agente emulsificante deben ser más pequeñas que las gotas de la fase dispersa, en las emulsiones presentes en campos petroleros estas partículas en la mayoría de los casos son "impurezas" inherentes a la producción de fluidos (agua y aceite); ejemplo común de estos agentes emulsificantes son: sulfuro de hierro, arcillas, arena, finos de formación, asfaltenos entre otros.

## 1.2 CLASIFICACIÓN DE EMULSIONES

En los campos petroleros las emulsiones agua en aceite (w/o) son llamadas comúnmente emulsión directa, este tipo de emulsión abarca aproximadamente el 99% de las emulsiones de la industria petrolera; el contenido de agua de estas emulsiones puede llegar al 35% como regla general<sup>8</sup>.

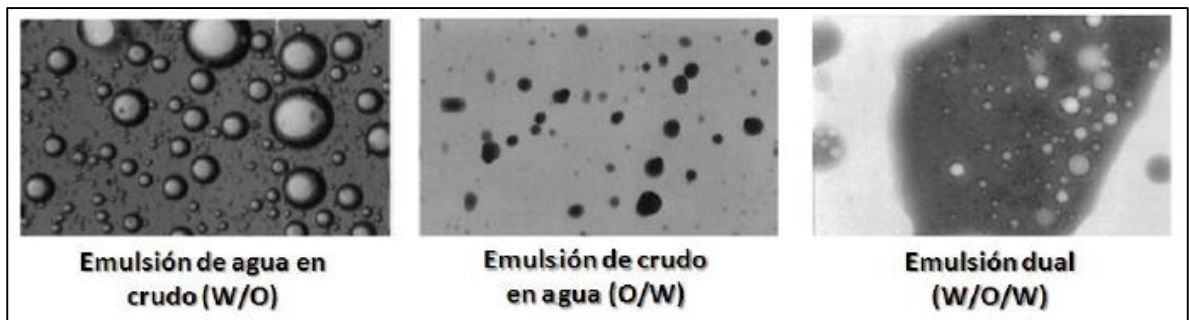
---

<sup>8</sup> LOAYZA QUIÑONES, Pablo Arnaldo. "Tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del oleoducto Norperuano". Trabajo de grado. Universidad nacional mayor de San Marcos. Facultad de química e ingeniería química. Lima – Perú. 2016. P39.

Las emulsiones aceite en agua reciben el nombre de emulsión inversa y ocurren en 1% de las emulsiones generadas en las operaciones de la industria del petróleo<sup>9</sup>.

Se pueden presentar también emulsiones múltiples, duales o complejas tales como: gotas de aceite dentro de gotas de agua dispersas en una fase continua de aceite (o/w/o) o gotas de agua dentro gotas de aceite dispersas en una fase continua de agua (w/o/w).

**Figura 3.** Microfotografía diferentes tipos de emulsión.



**Fuente:** Tomado de Montes P. Erik. Operaciones de tratamiento de crudo [Diapositivas]. Universidad industrial de Santander. Especialización en producción de Hidrocarburos. 2014. 307 Diapositivas.

Las emulsiones también pueden ser clasificadas como emulsiones estables o inestables de acuerdo con su facilidad para romperse, una emulsión es estable y difícil de romper debido principalmente a que las gotas de la fase dispersa son muy pequeñas, este tipo de emulsión no se romperá sin algún tipo de tratamiento; una emulsión es inestable y fácil de romper, dado que el tamaño de las gotas de la fase dispersa es grande, este tipo de emulsiones frecuentemente se separan con poco tiempo de reposo.

---

<sup>9</sup> Óp. Cit. YOVERA SOSA, Manuel A. P7.

Otra forma de clasificación de emulsiones usualmente usada en la industria petrolera es según su estabilidad cinética. Desde el punto de vista termodinámico, una emulsión se considera como un sistema inestable. Dado que existe una tendencia natural de las fases de un sistema líquido/líquido a separarse reduciendo su área interfacial y por lo tanto su energía interfacial. Sin embargo, la mayoría de las emulsiones tiene cierta estabilidad cinética, por lo que se pueden clasificar como<sup>10</sup>:

- **Emulsiones flojas:** Se separan en pocos minutos. El agua que se separa de esta emulsión es generalmente llamada agua libre. requiere tratamiento mínimo, en algunas ocasiones solo reposo.
- **Emulsión media:** Como regla general se tiene que estas emulsiones se separan después de 10 minutos de reposo o tal vez un poco más.
- **Emulsión apretada:** las emulsiones dentro de esta clasificación se separan después de horas o incluso días de reposo, generalmente no toda el agua contenida en esta emulsión se separa completamente, requiriendo algún tipo de tratamiento para terminar la separación.

La estabilidad cinética es generada como consecuencia del tamaño de las gotas de la fase dispersa (entre más pequeñas sean las gotas, más estable será la emulsión) y la presencia de una película interfacial alrededor de estas (agente emulsificante). Los agentes emulsificantes suprimen los mecanismos involucrados en el rompimiento de las emulsiones.

---

<sup>10</sup> KOKAL, Sunil. "Crude oil emulsions: A state of the art review. San Antonio - Texas. SPE annual technical conference and exhibition. 2002. p2.

**Tabla 1. Clasificación de emulsiones**

<b>Emulsiones</b>	<b>Según la fase de la Emulsión</b>	<b>Emulsión directa (W/O)</b>	Fase continua = Petróleo Fase Dispersa = Agua
		<b>Emulsión inversa (O/W)</b>	Fase continua = Agua Fase Dispersa = Petróleo
		<b>Emulsión múltiple (O/W/O - W/O/W)</b>	(o/w/o) = gotas de aceite dentro de gotas de agua dispersas en una fase continua de aceite (w/o/w) = gotas de agua dentro gotas de aceite dispersas en una fase continua de agua
	<b>Según su estabilidad</b>	<b>Emulsiones Estables</b>	Requiere tratamiento para separarse
		<b>Emulsiones inestables</b>	Se separa en pocos minutos sin tratamiento
	<b>Según estabilidad cinética</b>	<b>Emulsión floja</b>	Requiere tratamiento mínimo - Agua libre
		<b>Emulsión media</b>	Se separan en 10 o más minutos
		<b>Emulsión apretada</b>	Requieren tratamiento para separarse

**Fuente:** Tomado de KOKAL, Sunil. "Crude oil emulsions: A state of the art review. San Antonio - Texas. SPE annual technical conference and exhibition. 2002. 11p.

### 1.3 ESTABILIDAD DE EMULSIONES

Existen dos grandes grupos de parámetros que afectan la estabilidad de una emulsión, el primer grupo está relacionado con las características de la interfase y el segundo hace referencia a las condiciones de la emulsión:

**Tabla 2.** Parámetros que afectan la estabilidad de una emulsión.

<b>Específicos de la interfase</b>	Tipo de agente emulsificante
	Resistencia de la película interfacial
	Tensión interfacial entre los líquidos
	Viscosidad de la película interfacial
	Envejecimiento de la emulsión
<b>Específicos de las condiciones de la emulsión</b>	Temperatura
	Tamaño de la fase dispersa
	Viscosidad de la fase continua
	Diferencia de densidad entre agua y petróleo

**Fuente:** Tomado de YOVERA SOSA, Manuel A. "Tecnología del tratamiento de desalado de crudos". Tesis de grado. Universidad de Piura. Facultad de ingeniería de minas. Escuela profesional de ingeniería de petróleo. Piura – Perú. 2014. p11

### 1.3.1 Parámetros que afectan la estabilidad de una emulsión, específicos de la interfase.

Dentro de este grupo se definen a aquellos parámetros o características que afectan exclusivamente a la interfase de la emulsión, estos pueden definir el tipo de emulsión que se formará como es el caso del agente emulsificante, así mismo como definen la estabilidad de la emulsión.

#### 1.3.1.1 Tipo de agente emulsificante.

El agente emulsificante es algún compuesto orgánico o inorgánico que en general se encuentra presente naturalmente en el petróleo, la función de este es estabilizar la fase dispersa formando una membrana que impide que los mecanismos de separación agua / aceite (sedimentación, floculación, coalescencia, inversión de fase, etc.) funcionen adecuadamente.

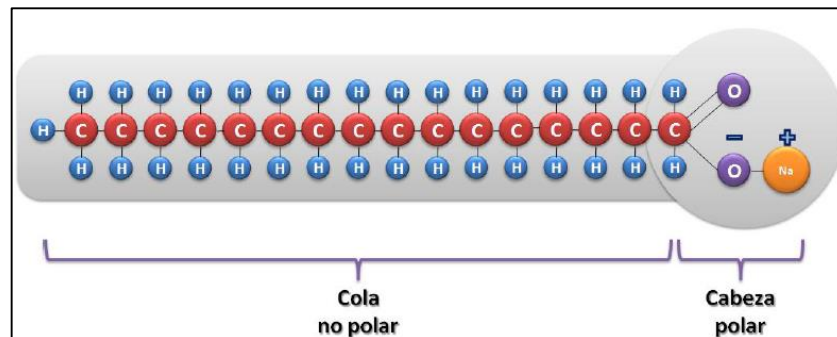
Los agentes emulsificantes se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Surfactantes o agentes tensoactivos
- Sólidos finos

Los surfactantes son compuestos que puede ser solubles en agua y en aceite al mismo tiempo, es decir que tienen una parte hidrofílica, afín al agua y una parte oleofílica, afín al crudo. Es debido a esta característica que el surfactante tiende a concentrarse en la interfase w/o, formando películas interfaciales que disminuyen la tensión interfacial y promueven la dispersión y emulsificación de la fase dispersa. Principalmente los surfactantes se encuentran como “impurezas” del crudo e incluyen fracciones pesadas, como asfaltenos y resinas, ácidos orgánicos y bases.

Otros surfactantes pueden ser añadidos al sistema agua – crudo durante las actividades de propias de la extracción de crudo, como fluidos de perforación, productos químicos de estimulación en fondo, inhibidores de corrosión e incrustaciones, ceras y agentes de control de asfaltenos. Estos surfactantes están formados por cadenas largas de hidrocarburos y un grupo polar, el cual es atraído por el agua y la cadena de hidrocarburos se incorpora naturalmente en el crudo generando así la película interfacial que estabiliza la emulsión.

**Figura 4.** Molécula de estereato de sodio- ejemplo de surfactante

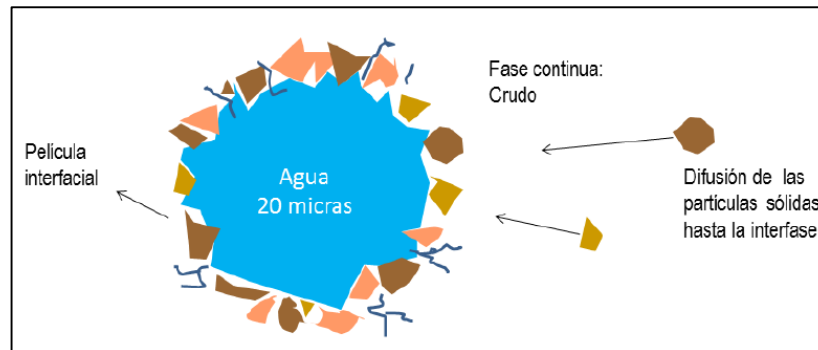


**Fuente:** Tomado de Montes P. Erik. Operaciones de tratamiento de crudo [Diapositivas]. Universidad industrial de Santander. Especialización en producción de Hidrocarburos. 2014. 307 Diapositivas.

Los sólidos finos también pueden actuar como agente emulsificante, con la condición de que deben ser más pequeños que las gotas de la fase dispersa (aproximadamente 1 micra), estas partículas se acumulan en la interfase w/o y son mojadas por el agua y el crudo. Al concentrarse en la interfase cumplen la misma

función que los surfactantes impidiendo que los mecanismos de separación de la emulsión actúen. En su mayoría los sólidos emulsificantes provienen de la misma formación de donde se extrae el crudo. Estos pueden ser, arcillas, arenas, sílice, negro de humo, etc.

**Figura 5.** Acción de los sólidos como agente emulsificante



**Fuente:** Tomado de Montes P. Erik. Operaciones de tratamiento de crudo [Diapositivas]. Universidad industrial de Santander. Especialización en producción de Hidrocarburos. 2014. 307 Diapositivas.

El tipo de emulsión que se forme depende del tipo de agente emulsificante que sea absorbido por la interfase w/o. Para los sólidos, el líquido que los moja será el que forme la fase continua y para los agentes solubles, la fase líquida de mayor solubilidad para el agente emulsificante será la fase continua de la emulsión. Este efecto es consecuencia de la tensión superficial de los líquidos involucrados en la emulsión, por ejemplo, si el agente emulsificante es absorbido por el petróleo, la tensión superficial entre el petróleo y el agente emulsificante será más baja por lo que el petróleo será la fase continua, dado que la tensión interfacial entre el agua y el agente emulsificante será más alta que en la del agente y el crudo, el agua se agrupará en gotas.

Existe una escala empírica para clasificación de agentes emulsificantes por lo general no iónicos (no se disocian en agua), basada en el principio de que todos los agentes emulsificantes están compuestos por un grupo hidrófilo y un grupo lipófilo. La proporción ente los porcentajes en masa molar entre grupos indica el

comportamiento esperado del agente emulsificante. Dicha escala recibe el nombre de HLB (*Hydrophilic-Lipophilic Balance*), es adimensional y puede variar entre cero y veinte ( $0 < \text{HLB} < 20$ ); Un agente emulsificante con un HLB bajo ( $\text{HLB} < 9$ ) será lipofílico y uno con HLB alto ( $\text{HLB} > 11$ ) será hidrofílico. En términos generales se puede afirmar que un agente emulsionante con valores de HLB entre 3 – 8 formará emulsiones W/O, y uno con HLB entre 8 – 18 formará emulsiones O/W<sup>11</sup>.

### 1.3.1.2 Resistencia de la película interfacial<sup>12</sup>.

Las gotas de la fase dispersa se encuentran en constante movimiento por lo que chocan entre si frecuentemente. Al tener una película interfacial lo suficientemente fuerte para evitar la coalescencia de las gotas de la fase dispersa, la emulsión se mantendrá estable.

Como se mencionó anteriormente, la película interfacial es el resultado de la adsorción de moléculas de surfactantes o sólidos finos. Estas películas incrementan la estabilidad de la emulsión reduciendo la tensión interfacial e incrementando la viscosidad en la interfase agua – petróleo.

Estas películas interfaciales se pueden clasificar según su movilidad en:

- Películas rígidas
- Películas móviles

Las películas rígidas forman una “capa” sólida entre la gota de la fase dispersa y la fase continua de la emulsión, generando una barrera que impide la coalescencia de

---

<sup>11</sup> Montes P. Erik. *Operaciones de tratamiento de crudo [Diapositivas]. Universidad industrial de Santander. Especialización en producción de Hidrocarburos. 2014. p52.*

<sup>12</sup> Óp. Cit. KOKAL, Sunil. “Crude oil emulsions: A state of the art review”. p3.

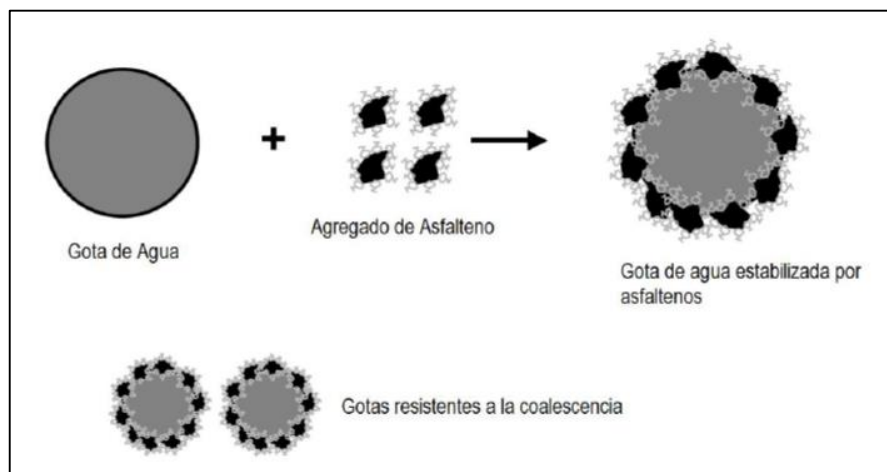
las gotas, generalmente estas películas están formadas por fracciones polares de aceite y otros emulsificantes que se pueden estabilizar por sólidos finos.

Las películas móviles se caracterizan por tener baja viscosidad interfacial y son más “débiles” que las películas rígidas. Por lo que generan menor estabilidad que las películas interfaciales rígidas.

La estabilidad de las emulsiones se encuentra ligada a la resistencia de las películas interfaciales, entre menos rígida sea ésta, menos estable será.

Un claro ejemplo de una película interfacial estable es la que generan los asfaltenos, la acumulación de estos en la interfase w/o genera una película rígida y fuerte a alrededor de la gota de la fase dispersa evitando la coalescencia. El estado en que se presentan éstos dentro de la emulsión afecta considerablemente su estabilidad, cuando se encuentran en estado coloidal tienen menos efecto estabilizador que cuando se encuentran precipitados (sólidos).

**Figura 6.** Mecanismo de estabilización de emulsiones por asfaltenos.



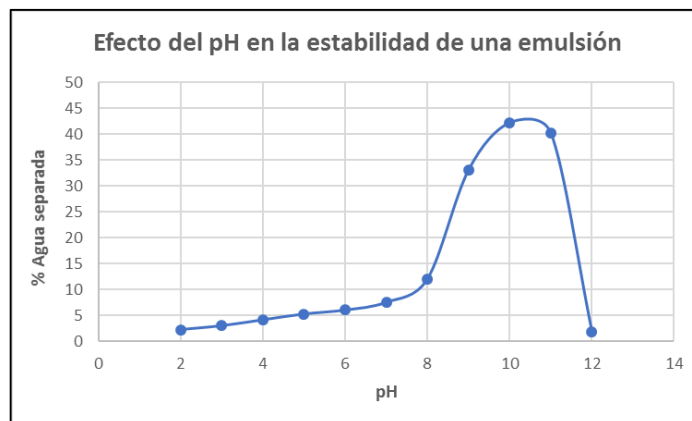
**Fuente:** Tomado de Montes P. Erik. Operaciones de tratamiento de crudo [Diapositivas]. Universidad industrial de Santander. Especialización en producción de Hidrocarburos. 2014. 307 Diapositivas.

### 1.3.1.3 pH de la fase agua

El pH de la fase agua afecta la rigidez de la película interfacial de las emulsiones, influyendo en el tipo de emulsión que se formará, un pH ácido o bajo por lo general forma emulsiones w/o correspondientes a películas interfaciales sólidas con preferencia a la mojabilidad del crudo; cuando se tiene un pH básico o alto producirá una emulsión o/w, esto corresponde a una película interfacial móvil preferiblemente mojada por agua.

Realizando ajustes al pH de la emulsión se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión e incrementar la tensión superficial<sup>13</sup>.

**Gráfica 2.** Efecto del pH en la estabilidad de una emulsión



**Fuente:** Tomado de KOKAL, Sunil. "Crude oil emulsions: A state of the art review. San Antonio - Texas. SPE annual technical conference and exhibition. 2002. p11.

### 1.3.1.4 Tensión interfacial entre los líquidos<sup>14</sup>

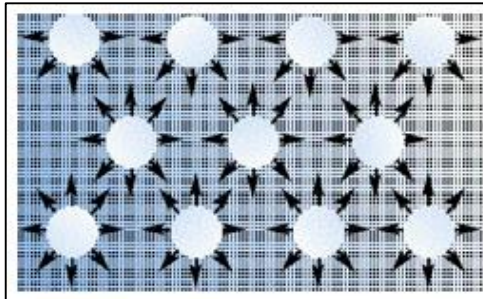
Las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas de un líquido tienen diferente magnitud dependiendo de la parte del líquido donde se encuentren; en la

<sup>13</sup> Óp. Cit. LOAYZA QUIÑONES, Pablo Arnaldo. p43 – 44

<sup>14</sup> ANTON DE SALAGUER, Raquel E. "Tensión interfacial". Mérida – Venezuela. Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería, Escuela de ingeniería química.2005. 12p.

parte interna las fuerzas de atracción se mantienen en equilibrio, sin embargo, en la superficie de los líquidos estas fuerzas están desequilibradas, por lo que las moléculas superficiales tienden a “contraerse”. Con el fin de compensar este desequilibrio las moléculas del líquido tienden a disminuir su superficie de contacto, este efecto da origen a la tensión interfacial, permitiendo que la superficie del líquido sea estable.

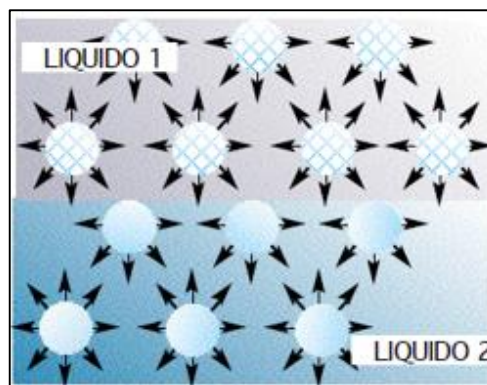
**Figura 7.** Efecto de la tensión interfacial



**Fuente:** ANTON DE SALAGUER, Raquel E. “Tensión interfacial”. Mérida – Venezuela. Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería, Escuela de ingeniería química.2005. p1.

Para dos líquidos miscibles la tensión interfacial será cero, en contraste para dos líquidos inmiscibles se tendrá un valor de tensión interfacial intermedio entre las tensiones superficiales de los dos líquidos.

**Figura 8.** Interfase entre dos líquidos



**Fuente:** ANTON DE SALAGUER, Raquel E. “Tensión interfacial”. Mérida – Venezuela. Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería, Escuela de ingeniería química.2005. p6.

En los sistemas agua – petróleo, al tener presencia de agentes emulsificantes, estos se adhieren a la interfase entre estos dos líquidos, reduciendo la tensión interfacial, y por lo tanto estabilizando la emulsión. La presencia de sales aumenta la tensión interfacial desestabilizando la emulsión y la temperatura tiene un efecto inversamente proporcional a la tensión interfacial.

#### **1.3.1.5 Viscosidad de la película interfacial<sup>15</sup>**

Como se ha mencionado anteriormente, los agentes emulsificantes forman películas interfaciales que estabilizan la emulsión, mediante la reducción de la tensión interfacial y el aumento de la viscosidad interfacial. Esta película interfacial se puede estirar o dilatar presentando algún grado de elasticidad (efecto Gibbs – Marangoni).

La capacidad de la película de estirarse y dilatarse no permite que esta se rompa fácilmente, retardando la coalescencia de las gotas de la fase dispersa, estabilizando la emulsión.

#### **1.3.1.6 Envejecimiento de la emulsión<sup>16</sup>**

La estabilidad de la emulsión se ve incrementada con el transcurrir del tiempo dado que este permite que los agentes emulsificantes migren a la interfase de las gotas de la fase dispersa, generando una película alrededor de la gota cada vez más gruesa, fuerte y dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes puede llegar a incrementarse por oxidación, fotólisis o acción de bacterias, entre otros.

---

<sup>15</sup> *Óp. Cit. LOAYZA QUIÑONES, Pablo Arnaldo. p45.*

<sup>16</sup> *Ibíd. LOAYZA QUIÑONES, Pablo Arnaldo.p45.*

### **1.3.2 Parámetros que afectan la estabilidad de una emulsión, específicos de las condiciones de la emulsión.**

Las características fisicoquímicas que adquiere la emulsión como conjunto agua – aceite, también la definen y afectan su estabilidad, la diferencia de densidades y tamaño entre las fases, la temperatura a la cual se mantiene la emulsión y la viscosidad de la fase continua, así como la salinidad de la fase agua, son algunas de ellas.

#### **1.3.2.1 Temperatura<sup>17</sup>**

La temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de las emulsiones. Esta afecta significativamente las propiedades físicas del crudo, del agua, de la película interfacial y de la solubilidad el agente emulsificante (surfactante).

Sin embargo, el efecto más visible e impactante de la temperatura en una emulsión se da en la viscosidad de ésta; al incrementar la temperatura, se disminuye la viscosidad de la fase aceite, aumenta el movimiento de las gotas de la fase dispersa, disminuye la viscosidad de la película interfacial y se modifica la tensión superficial. Todos estos cambios logran que la emulsión se haga inestable y su rompimiento se facilite.

#### **1.3.2.2 Tamaño de la fase dispersa<sup>18</sup>**

El tamaño de las gotas de la fase dispersa en una emulsión puede variar entre menos de 1 micrón a más de 50 y pueden encontrarse varios tamaños de gotas dentro de

---

<sup>17</sup> KOKAL, Sunil. "Crude oil emulsions: A state of the art review. San Antonio - Texas. SPE annual technical conference and exhibition. 2002. p3.

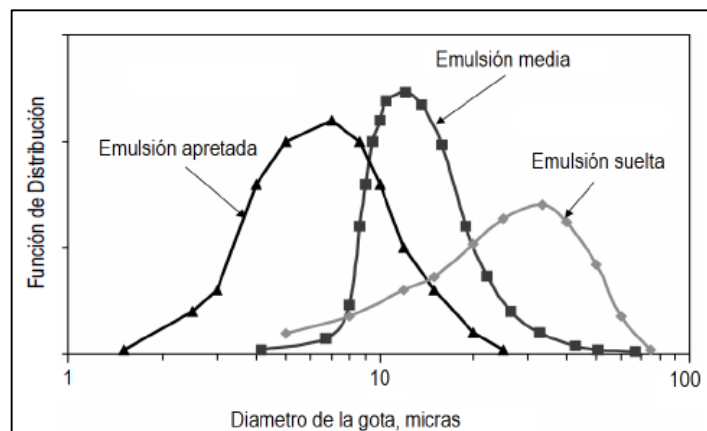
<sup>18</sup> *Ibid.*, p4.

una misma emulsión, por lo que una forma común de caracterización de una emulsión es según el tamaño de las gotas de la fase dispersa, por medio de un histograma o una función de distribución si se tienen los suficientes datos. Una distribución más o menos uniforme de gotas muy pequeñas produce emulsiones más estables, una distribución no uniforme de tamaños de gota crea una emulsión inestable.

De acuerdo con el tamaño de las gotas, las emulsiones también pueden ser clasificadas como macro emulsión cuando las gotas tienen un tamaño de 10 a 150 micras y como micro emulsión cuando el tamaño de estas es 0.5 a 50 micras.

Un efecto importante del tamaño de las gotas de la fase dispersa se evidencia en la viscosidad de la emulsión, gotas muy pequeñas generan una viscosidad alta, así mismo entre más homogénea sea la distribución de tamaño de las gotas la viscosidad será mucho mayor.

**Gráfica 3.** Efecto del tamaño de gota sobre la estabilidad de la emulsión



**Fuente:** Tomado de Montes P. Erik. Operaciones de tratamiento de crudo [Diapositivas]. Universidad industrial de Santander. Especialización en producción de Hidrocarburos. 2014. 307 Diapositivas.

### 1.3.2.3 Viscosidad de la fase continua

Varios factores afectan a la viscosidad de las emulsiones: viscosidad de las fases, fracciones volumétricas de las fases, temperatura, distribución de tamaño de las gotas de la fase dispersa y cantidad de sólidos presentes en la emulsión.

Entre mayor sea la viscosidad de la fase continua, menor será la frecuencia de colisión entre las partículas de la fase dispersa, evitando de esta manera la coalescencia y logrando que la emulsión se estabilice. “Una alta concentración de gotas de la fase dispersa también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión”<sup>19</sup>.

Otro efecto de la viscosidad de la fase continua es que al aumentar esta, la migración de los agentes emulsificantes a la interfase agua – aceite se hace más lenta. Lo que genera que las gotas de la fase dispersa sean “grandes”, derivando esto en una emulsión menos estable desde el punto de vista del tamaño de la fase dispersa. Sin embargo, con el mismo aumento de la viscosidad, aunque las gotas de la fase dispersa sean “grandes” estas tendrán dificultad para colisionar entre sí. Por lo tanto, el efecto descrito anteriormente tiene menor prevalencia en los efectos reconocidos de la viscosidad de la fase continua sobre la estabilidad de las emulsiones.

La fase dispersa también puede afectar la viscosidad de una emulsión haciendo que su comportamiento reológico sea variable; cuando la fracción volumétrica de la fase dispersa se encuentra entre el 10% – 50%, se puede observar un aumento en la viscosidad de la emulsión, que puede llegar a ser mayor que la viscosidad del

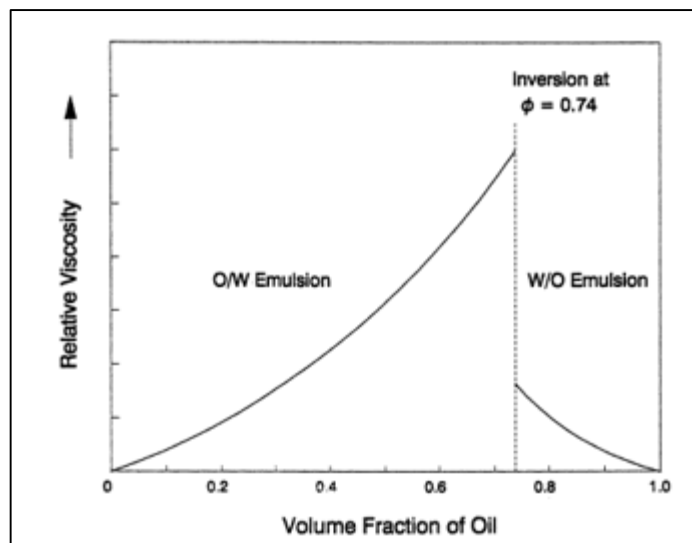
---

<sup>19</sup> LOAYZA QUIÑONES, Pablo Arnaldo. “Tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del oleoducto Norperuano”. Trabajo de grado. Universidad nacional mayor de San Marcos. Facultad de química e ingeniería química. Lima – Perú. 2016. P 43 – 44

petróleo y el agua que componen la emulsión. Esto ocurre por la alta concentración de gotas de la fase dispersa, si el tamaño de estas gotas es pequeño y uniforme el efecto sobre la viscosidad aumenta.

Cuando la fracción volumétrica de la fase dispersa alcanza el valor de 0.74, se obtiene la mayor viscosidad relativa de la emulsión y al mismo tiempo ocurre la inversión de fases, lo que genera una drástica reducción de la viscosidad.

**Gráfica 4.** Efecto de la fracción volumétrica en la viscosidad y tipo de emulsión



**Fuente:** SCHRAMM, Laurier L. "Petroleum emulsion, Basic principles". Washington DC, American chemistry society. 1992. p17.

#### 1.3.2.4 Diferencia de densidades de las fases<sup>20</sup>

Las diferencias en las densidades entre las fases de crudo y agua se utilizan en cierta medida en todos los sistemas de tratamiento. Si un aceite es pesado (una alta

<sup>20</sup> SANTOS SANTOS, NICOLÁS. "Operación de tratamientos de crudos". Especialización en producción de hidrocarburos. Bogotá. D.C. Universidad industrial de Santander. 214. p73.

gravedad específica), tiende a mantener las gotas de agua en suspensión por más tiempo. Para un aceite liviano (gravedad específica baja), el agua no se suspenderá en la fase de aceite tan fácilmente y se decantará rápidamente.

Por lo tanto, si otros factores son iguales, cuanto mayor es la diferencia de densidad entre las fases de aceite y agua, más fácil es la separación. Por ejemplo, aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas acelerando de esta manera la coalescencia.

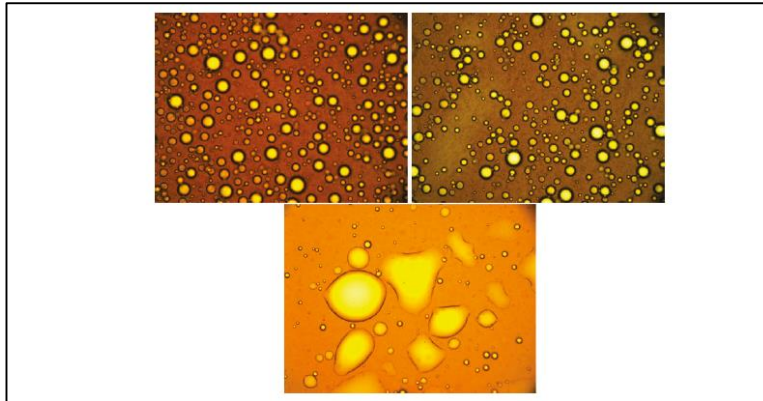
#### **1.3.2.5 Salinidad del agua<sup>21</sup>**

La concentración de sales en el agua es un factor importante para tener en cuenta en la formación de emulsiones estables. El agua fresca o con baja concentración de sales favorece la estabilidad de las emulsiones, al contrario de aguas con alta concentración de sales. Cuando la fase agua tiene una concentración alta de sales, los iones presentes en la salmuera no permiten que se generen gotas de emulsión pequeñas, permitiendo esto que la emulsión sea inestable.

---

<sup>21</sup> MORADI, M; ALVARADO, V; HUZURBAZAR, S. "Effect of Salinity on Water-in-Crude Oil Emulsion: Evaluation through Drop-Size Distribution Proxy". Department of Chemical and Petroleum Engineering and Department of Statistics, University of Wyoming. 2010. p8.

**Figura 9.** Efecto de la salinidad del agua sobre el tamaño de las gotas de una emulsión: Baja 1% (izquierda), media 10% (derecha), alta 50% (abajo).



**Fuente:** MORADI, M; ALVARADO, V; HUZURBAZAR, S. "Effect of Salinity on Water-in-Crude Oil Emulsion: Evaluation through Drop-Size Distribution Proxy". Department of Chemical and Petroleum Engineering and Department of Statistics, University of Wyoming. 2010. p8.

## 2 CAMPO CAPELLA

A continuación, se presentan algunas generalidades del campo en donde se realizó el presente estudio, en cuanto localización geográfica y geológica, caracterización fisicoquímica de los fluidos producidos, potencial de producción, sistemas de levantamiento artificial y una descripción de las facilidades existentes para recolección y tratamiento de fluidos. Es importante resaltar que la producción de gas del Campo Capella es despreciable.

### 2.1 GENERALIDADES

#### 2.1.1 Ubicación

El área del bloque Ombú se encuentra localizada dentro de las jurisdicciones municipales de San Vicente del Caguán en el Departamento de Caquetá y La Macarena en el Departamento del Meta.

**Figura 10.** Localización geográfica del bloque Ombú.



**Fuente:** EMERALD ENERGY PLC.

El área del bloque comprende una extensión de veintinueve mil ochocientos noventa y nueve (29.899) hectáreas.

La estación principal de campo Capella está aproximadamente a 2 km antes de la Inspección de Policía de Los Pozos, por la vía que conduce de San Vicente del Caguán a La Macarena, es decir, aproximadamente a 30 km al oriente del casco urbano de San Vicente del Caguán (SVC).

### **2.1.2 Geología.**

El campo Capella fue descubierto durante el año 2008 cuando se perforó una estructura anticlinal fallada, definida por información sísmica 2D adquirida en el año 1976. La ubicación geológica del Bloque Ombú es parte de lo definido como Cuenca Caguán-Putumayo.

Estructuralmente este campo corresponde a un anticlinal alargado en dirección NE con cierre en tres direcciones y limitado hacia el Este por una falla inversa con la misma dirección de la estructura anticlinal.

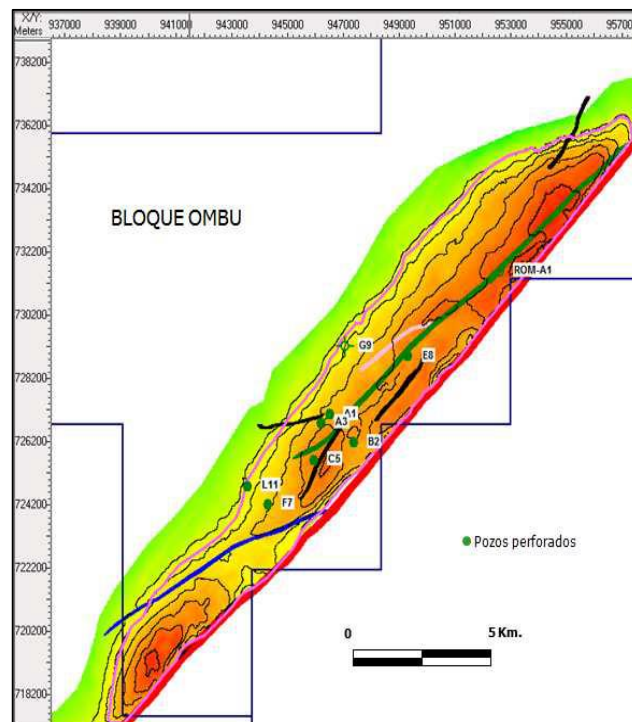
Las rocas almacenadoras actualmente en producción son la formación Mirador y los Conglomerados fracturados.

La formación Mirador (Eoceno) presenta diferentes litologías que van desde areniscas de color rojo, masiva, con cemento silíceo al tope, junto con areniscas friables, rojas y escasos niveles de conglomerados, intercaladas con arcillas y limos. En los pozos Capella, la formación Mirador presenta un espesor promedio de 130', y está conformada por diferentes horizontes de arenas identificados como Arena "A", Arena "B", Arena "C" y en algunos casos Arena "D", de las cuales las principalmente desarrolladas hasta el momento son la Arena "A" y "B". El espesor de estas arenas varía sustancialmente en la lateral sobre todo en sentido SW-NE.

En la formación Mirador se presenta también una alternancia de niveles de conglomerados, areniscas, arcillolitas y limonitas. Otros niveles arenosos y conglomeráticos de la formación Mirador que son considerados como potenciales productores y que se encuentran en evaluación.

Conglomerados fracturados masivos de la formación “C”, gruesos a medios, con abundantes líticos, con varias familias de fracturas observadas en los corazones de los pozos Capella, principalmente verticales y otras sub paralelas, hacen parte de la segunda sección de interés que se encuentra en producción en el Campo Capella, con un espesor promedio perforado de 165’ y un neto promedio de 71’ en los pozos actuales perforados.

**Figura 11.** Mapa estructural al tope de la formación Mirador. Se observa la estructura del campo Capella, con cierre en tres direcciones y limitada al Este por la falla principal marcada en rojo.



Fuente: EMERALD ENERGY PLC.

## 2.2 CARACTERISTICAS FISICOQUÍMICAS DEL CRUDO CAPELLA

### 2.2.1 PVT

Los siguientes son los datos PVT para las formaciones Mirador y conglomerado:

**Tabla 3.** Datos PVT del crudo campo Capella para las formaciones Mirador y Conglomerado.

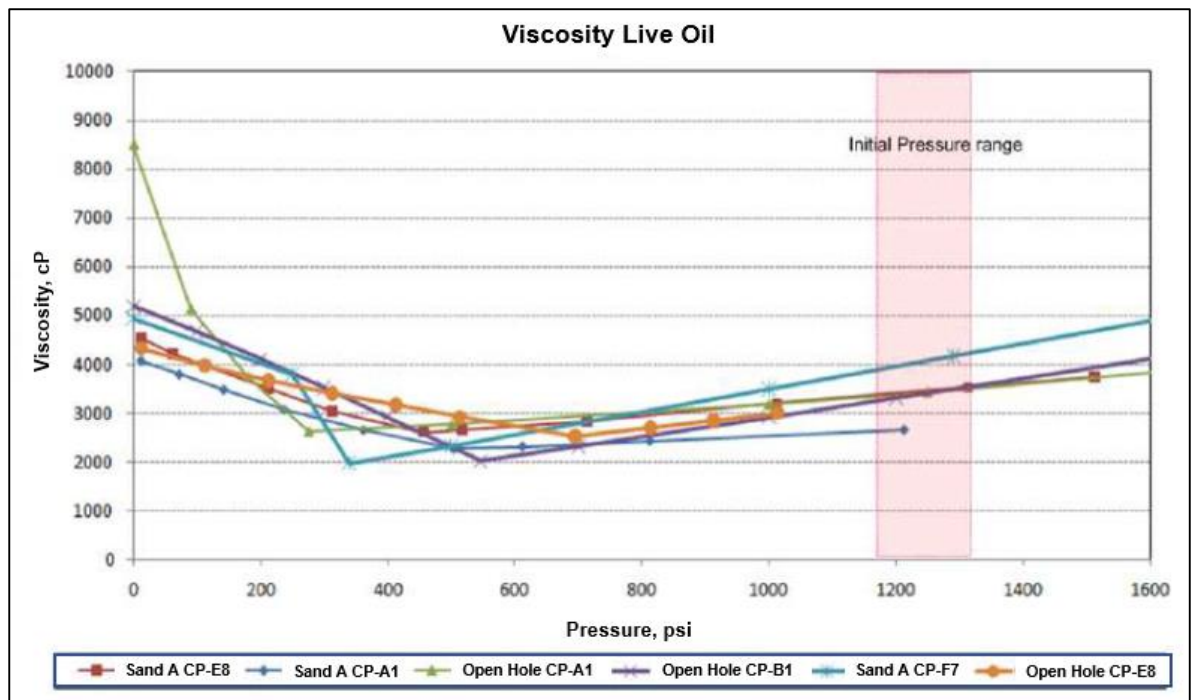
Formación	Conglomerado	Mirador
<b>Pb (psi)</b>	505	433
<b>Rs (scf/bl) @ Pb</b>	40	31
<b>Bo (RB/STB) @ Pb</b>	1.0400	1.0383
<b><math>\mu_o</math> (cP) @ Pb</b>	2386	2284
<b><math>\mu_o</math> (cP) @ 1250 psi</b>	3340	3406
<b>Gravedad API (prueba separador)</b>	9.2	10.2
<b>Gravedad API (prueba diferencial)</b>	9.1	9.07

Fuente: EMERALD ENERGY PLC.

De diferentes pruebas PBU se ha definido la presión de yacimiento para la formación Mirador como 1200 psi y para la formación Conglomerado en 1300 psi, así mismo la temperatura de yacimiento es de 136 °F para Mirador y 138 °F para conglomerado, estos datos están referenciado a un datum de 3362.5 ft.

De acuerdo con la data de viscosidad en función de presión a la temperatura de yacimiento, se obtuvo que la viscosidad varía entre 2600 y 4200 cP a condiciones de yacimiento.

**Gráfica 5.** Comportamiento de la viscosidad en función de la presión de yacimiento para campo Capella.



Fuente: EMERALD ENERGY PLC. Análisis viscosidad crudo Capella.

### 2.2.2 Crudo

Del monitoreo de fluidos producidos, la data colectada para caracterización atmosférica del crudo se resume en las siguientes tablas; para el análisis se distinguió entre muestras de Mirador y de Conglomerado.

Del análisis S.A.R.A. realizado al crudo de venta de campo Capella se tienen los siguientes resultados:

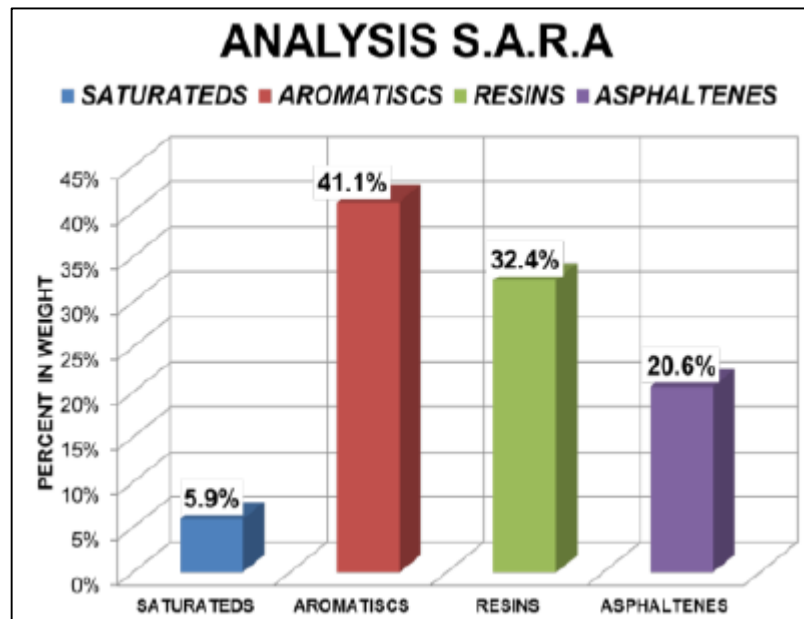
Saturados= 5.9% w/w

Aromáticos= 41.1% w/w

Resinas= 32.4% w/w

Asfaltenos= 20.6% w/w

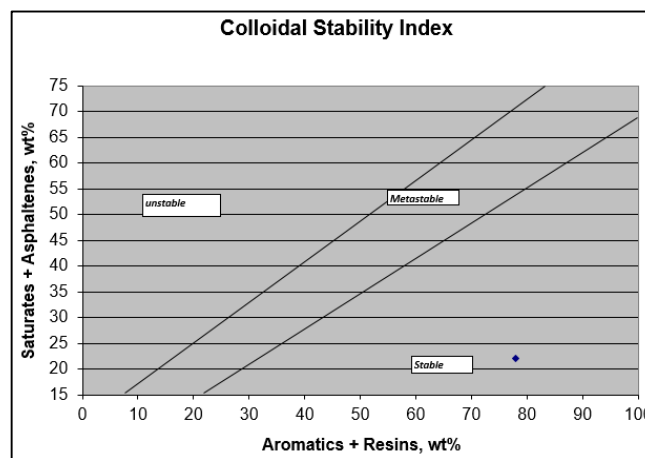
**Gráfica 6.** Análisis SARA para el crudo Capella.



Fuente: EMERALD ENERGY PLC.

El índice de estabilidad coloidal para el crudo Capella es de 0.3 lo que sugiere que los asfaltenos se mantendrán estables y no se depositarán.

**Gráfica 7.** Índice de estabilidad coloidal para el crudo Capella.



Fuente: EMERALD ENERGY PLC.

Si bien no hay grandes diferencias entre el crudo de Mirador y el del Conglomerado, en el seguimiento de producción se han recolectado muestras de las dos formaciones, caracterizándose por ser un crudo extrapesado de 9.5 °API en

promedio, con alto contenido de asfaltenos y resinas. En general, se observa una dramática reducción de la viscosidad con el aumento de temperatura.

**Tabla 4.** Resumen de análisis de muestras de superficie de crudo de las formaciones Mirador y conglomerado y crudo de venta.

Test Name	Standard	Unit	CP-A1 Conglomerado	CP-B2 Conglomerado	CP-E8 Conglomerado	CP-F7 Mirador	CP-F10H Mirador	SALE Commingled
<b>Hydrated</b>								
water and sed	ASTMD-4006	%w/w	-	4.8	4.8	4	-	-
Viscosity @ 100°F	ASTMD-445	cP	-	37531	-	-	-	-
Viscosity @ 122°F	ASTMD-445	cP	-	9625	-	-	-	-
Viscosity @ 210°F	ASTMD-445	cP	-	248	-	-	-	-
<b>Dehydrated</b>								
°API Gravity @ 60°F	ASTMD-1298	°API	11	9	9	8.2	9.1	9.1
Density @60°F	ASTMD-1298	g/cc	0.993	1.0071	1.0071	1.0129	1.0064	-
water and sed dehydr	ASTMD-4007	%w/w	0.6	-	-	0.8	1	0.6
Sulphur X-ray	ASTMD-4294	%w/w	2.88	2.38	3.12	3.25	3.27	3.09
Flash Point	ASTM-93A	°C	63	86	74	104	94	118
Vanadium	ASTMD-4863A	ppm	370	388	371	399	404	380
Nickel	ASTM-5863A	ppm	73	97	90	92	92	91
Ash	ASTMD-482	%w/w	0.086	0.086	0.133	0.085	0.091	0.113
Pour Point	ASTMD-97	°C	15	6	12	12	21	12
Salt Content	ASTMD-3230	PTB	10.3	126.1	>150	45.3	17.4	88.2
Viscosity @ 100°F	ASTMD-445	cst	17861	35756	* 31063	* 25246	* 33930	* 33448
Viscosity @ 122°F	ASTMD-445	cst	5125	6960	* 8154	* 7765	* 8607	* 8344
Viscosity @ 210°F	ASTMD-445	cst	167.8	115	* 224.8	* 1297	* 222.4	* 217
Asphaltenes	P-143	%w/w	11.23	10.1	10.4	10.49	10.6	10.1
Paraffin content	UOP-46	%w/w	1.3	3.3	5.3	3.3	4	3.1
<b>Distillation</b>								
IBP	ASTMD-86	°F	268	364	401	258	398	422
0.05		°F	492	588	586	546	586	548
0.1		°F	574	630	665	598	624	600
0.2		°F	630	676	716	632	680	600
0.3		°F	652	-	-	-	680	-
0.4		°F	-	-	-	-	696	-
Sample comments			TK No.3	WH	-	-	TK No.501F	-
* viscosity in cP								

Fuente: EMERALD ENERGY PLC.

### 2.2.3 Agua

Los análisis fisicoquímicos del agua de producción de Capella demuestran que se trata de agua dulce con una salinidad entre 1000 y 1200 ppm Cl.

**Tabla 5.** Análisis de Fisicoquímicos de muestras de superficie de agua de las formaciones Mirador y conglomerado y crudo de venta.

Test	Unidades	Método	Capella A1 Conglomerado	Capella A3 Conglomerado	Capella B2 Mirador	Capella B2 Commingle
<b>CATIONS</b>						
Potassium, K	mg/L CaCO <sub>3</sub>	SM20 2320 B	20.0	15.9	1.1	21.3
Barium, Ba	mg/L CaCO <sub>3</sub>	SM20 2320 B	0.9	0.3	0.0	0.2
Calcium, Ca	mg/L	SM20 3111 D	24.8	81.5	2.8	< 0.1
Magnesium, Mg	mg/L (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	SM20 2320 B	3.3	6.6	0.9	1.0
Iron, Fe	mg/L	SM20 3500-Ca B	1.0	22.6	0.0	6.3
Strontium, Sr	mg/L CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	SM20 2320 B	9.6	18.5	0.5	0.1
Sodium, Na	mg/L	SM20 4500-Cl <sup>-</sup> B	645.0	640.0	3.5	645.0
<b>HARDNESS</b>						
Calcium	Unidades Pt-Co	SM20 2120 C	61.9	203.5	6.9	76.4
Magnesium	umhos/cm	SM20 2510 B	13.4	27.0	3.7	27.1
Total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	SM20 3500-Mg B	75.3	230.5	10.6	103.5
<b>ALKALINITY</b>						
Phenolphthalein	mg/L		0.0	0.0	0.0	0.0
Total	mg/L		615.0	320.0	20.0	321.9
<b>ANIONS</b>						
Chloride, Cl	mg/L	SM20 3111D	1184.0	1008.0	13.0	1270.0
Sulfate, SO <sub>4</sub>	NA	SM20 2710 F	1.7	17.5	0.0	14.0
Bicarbonate, HCO <sub>3</sub>	mg/L OH <sup>-</sup>	SM20 2320 B	615.0	320.0	20.0	730.8
Carbonate, CO <sub>3</sub>	mg/L	SM20 3111 B	0.0	0.0	0.0	50.0
Hidroxide, OH	mg/L	SM20 3500-Mg B	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>PROPERTIES</b>						
pH	Unidades pH	SM20 4500-H <sup>+</sup> B	8.0	5.9	7.5	9.0
Specific Gravity	mg/L	SM20 3500-K B	1.0	1.0	1.0	1.0
Conductivity @ 25oC	Ohm/m	SM20 2510 B	4970.0	4740.0	54.0	6820.0
Resistivity @ 25oC	mg /L NaCl	SM20 2510 B	2.0	2.1	185.2	1.7
Salinity Total	mg/L	SM20 3500-Na B	2025.9	1833.7	1.0	2995.0
Total Dissolved Solids	mg/L	SM20 2540 C	2505.3	2130.8	25.4	3550.0
Turbidity	mg/L	SM20 4500-SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	>600	93.5	197.0	93.7
Color real	Unidades NTU	SM20 2130 B	>500	47.0	>500	>500
Saturation Langelier			0.6	-1.3	-2.7	-0.8
Saturation Riznar			6.9	8.5	12.9	10.6

Fuente: EMERALD ENERGY PLC.

Al comparar las propiedades y características fisicoquímicas del crudo y agua Capella contra la literatura estudiada acerca de las emulsiones y su estabilidad se observa, que el crudo Capella tiene tendencia a formar emulsiones directas o normales agua – crudo (w/o) esto según el pH de agua (ver gráfica 2.), que varía entre 6 y 9; además tiene tendencia a formar micro emulsiones dada su baja salinidad. Por otro lado, su alto contenido de resinas y asfaltenos (53%) y el índice

de estabilidad coloidal ( $CII = 0.3$ ), indicando que estos últimos se mantiene en suspensión dentro de la fase crudo; hace que las emulsiones generadas sean estables y la película interfacial formada sea sólida. Otro factor importante en la estabilidad de las emulsiones en campo Capella es la alta viscosidad del crudo, que puede llegar a alcanzar valores superiores a 83000 cP @ 86°F.

### 2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

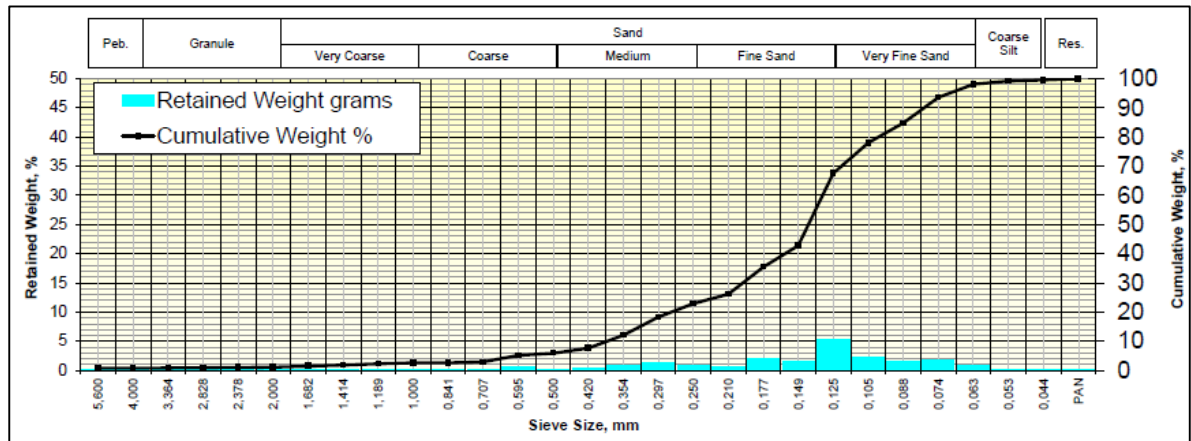
Tanto para las pruebas iniciales de pozos como para explotación comercial, se ha definido el sistema de bombeo de cavidades progresivas (PCP) como el sistema de levantamiento artificial que mejor se adapta a las características de los fluidos y yacimiento de campo Capella, las principales características que se tuvieron en cuenta para la elección de este sistema son:

- Habilidad para producción de fluidos altamente viscosos
- Habilidad para producir altas concentraciones de arena
- Baja capacidad de emulsificación, dado que no existe recirculación dentro de la bomba.

Dado que las formaciones conglomerado y mirador, (arenas friables), sobre todo la segunda mencionada tienen tendencia a la producción de arenas, se han instalado mallas de control de arenas, liners ranurados y empaques de grava en los pozos, a fin de controlar esta producción con buenos resultados, sin embargo, es posible que sólidos finos superen estas barreras y sean producidos con los fluidos provenientes del yacimiento.

De los análisis de muestras de arenas se tiene que el porcentaje de arenas muy finas, limos y más finos, es de 7% w/w, sin embargo, los tamaños de estos varían entre 44 y 125 micras; lo que según la literatura analizada los hace muy grandes para considerarlos como un agente emulsificante (sólidos < 1 micra).

**Gráfica 8. Análisis granulométrico. Formación Mirador.**



Fuente: EMERALD ENERGY PLC.

Ver estado mecánico típico de un pozo de campo Capella en el anexo A.

## 2.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Actualmente campo Capella cuenta con 43 pozos activos, distribuidos en 10 plataformas, con un potencial de producción 6274 BFPD con un corte de agua de 38.5%, el potencial operativo de cada pozo se puede ver en el anexo B.

La facilidad principal es Capella A, en ésta es posible recolectar y tratar los fluidos de producción provenientes de las demás plataformas, allí se encuentran además de las facilidades administrativas y campamento principal, el CPF (Central producción facilites), las facilidades de interconexión con la red eléctrica nacional que a su vez distribuye electricidad a las demás plataformas a través de la red de interconexión eléctrica interna.

En cada plataforma se cuenta con los equipos y personal suficiente para:

- Almacenar los fluidos producidos
- Realizar pruebas de pozo

- Fiscalizar producción de petróleo
- Mantener calientes los fluidos producidos para facilitar su tratamiento y transporte.
- Cargar los fluidos producidos en carro tanques.
- Enviar fluidos producidos a través de líneas de flujo troncales.

Es de resaltar que las facilidades de campo Capella se encuentran en un proceso de transición de facilidades de pruebas extensas a facilidades de producción continua, en donde se está construyendo una facilidad de tratamiento principal (CPF) que centralizará las operaciones de tratamiento.

#### **2.4.1 Descripción general de proceso en las plataformas**

El fluido sale de cabeza de pozo a una temperatura de 86°F aproximadamente y fluye por una línea de flujo de 4 pulgadas hasta el manifold de producción en donde se puede direccionar hacia los tanques de prueba o a los tanques de producción general.

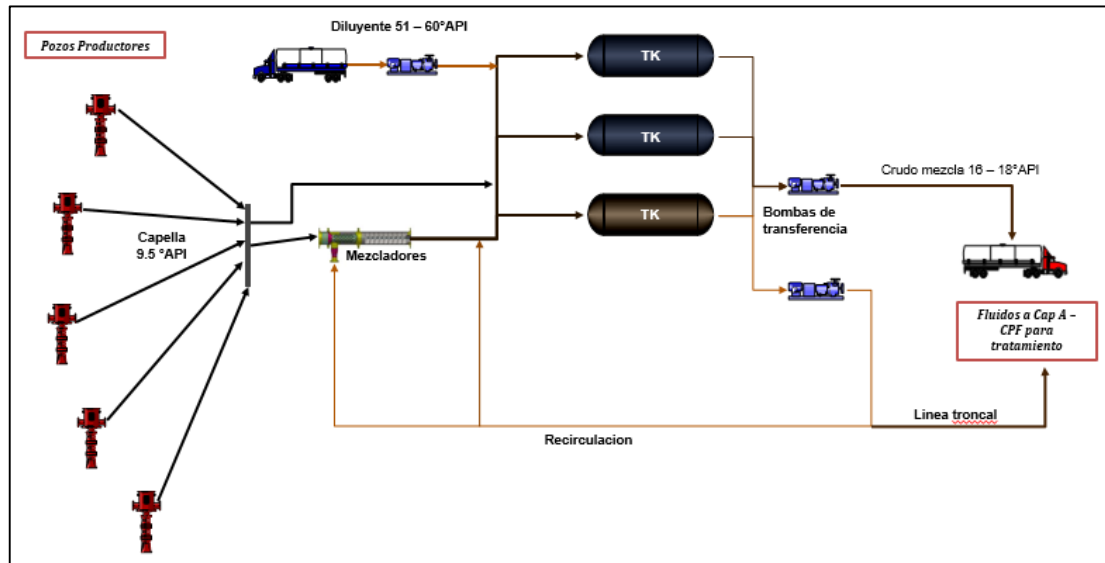
En cabeza de pozo se inyecta rompedor directo para ayudar al proceso de separación Agua/crudo y antiespumante, en algunos pozos se inyecta secuestrante de H<sub>2</sub>S.

Una vez el fluido llega a los tanques se proporciona calor a través de las líneas de distribución de vapor, el fluido permanece en los tanques como mínimo 12 horas en reposo a 180°F constantemente, a fin de separar la mayor cantidad de agua posible, este proceso se lleva acabo siempre que las condiciones operacionales lo permitan, si no se cuenta con suficiente espacio en tanques el tiempo de reposo puede ser menor y si se dispone de una capacidad de almacenamiento mayor en tanques, el tiempo de reposo se puede extender hasta 48 horas. También es posible descargar diluyente o recibir éste a través de las líneas troncales de transferencia de fluidos.

Al mezclar el crudo Capella con diluyente es posible disminuir el tiempo de reposo en los tanques, acelerando el proceso de separación agua / crudo y también se evita el uso de antiespumante, dado que un efecto secundario del diluyente es la acción como antiespumante. Para lograr una buena homogenización de la mezcla y reducir la creación de espuma en los tanques, se debe realizar recirculación permanente en el tanque que se encuentre recibiendo.

Una vez pasado el tiempo de reposo en el tanque, se hace la medición y fiscalización de volúmenes, en donde se determina la cantidad de crudo (Capella / diluyente) y agua que se tiene almacenada en cada tanque y la calidad del crudo (%BSW - °API). El crudo es cargado en carro tanques y enviado a la estación principal de Capella A-CPF, para continuar el proceso de deshidratación; para la transferencia de fluidos se puede usar la línea troncal en las plataformas donde se encuentre conectada; también durante contingencias (baja capacidad de almacenamiento y/o bajo stock de diluyente en campo) el fluido puede ser enviado a la estación Rio Loro que es operada por EMERALD ENERGY en asociación con ECOPETROL (Garzón – Huila) para terminar el proceso de tratamiento y posterior venta. El agua libre es cargada en carro tanques y enviada a planta externa directamente para su tratamiento y disposición final o a la plataforma principal cuando el volumen no es suficiente, allí se almacena y se envía a planta externa una vez se ha acumulado el volumen necesario para el envío.

**Figura 12.** Esquema general de proceso plataformas.



**Fuente:** El autor.

## 2.4.2 Descripción general de proceso en Capella A y CPF

Como se mencionó anteriormente las facilidades principales de campo Capella se encuentran en Capella A, éstas se pueden dividir en dos fases, la primera la componen las facilidades de Capella A y la segunda las facilidades del CPF.

### 2.4.2.1 Facilidades Capella A

Las facilidades de producción de Capella A están compuestas por: 6 tanques horizontales de 500 bbls, 9 tanques verticales de 500 bbls, dos de estos tanques tienen recubrimiento térmico y serpentines internos para enfriamiento, esto con el fin de almacenar naftas o diluyentes de más de 70 °API, dos tanques más de estos están destinados al almacenamiento de agua de producción. Esta agua es recirculada a algunos pozos que presentan altos torques, esta recirculación se hace a través de una de las líneas troncales de transferencia de fluidos, el resto del agua es enviada a tratamiento y disposición final en planta externa, los demás tanques sirven para almacenar diluyente de menos de 70°Api o estabilizados, también es

posible usarlos para almacenar crudo Capella de 9.5 °API o crudo mezcla (16 – 18°API) y deshidratarlo, dado que estos tanques tienen serpentines de calentamiento.

En Capella A también se encuentra el descargadero de carrotanques, en éste, es posible llevar a cabo el proceso de descargue de los fluidos provenientes de las diferentes plataformas y los diluyentes usados en el proceso de blending que será explicado a cabalidad posteriormente. Desde Capella A se pueden enviar y recibir fluidos del CPF.

Además de los equipos principales, Capella A cuenta con una caldera de 150 BHP, que puede suministrar calentamiento al fluido que proviene de los pozos (CAP A1, A3 & A101H) de esta plataforma a través del intercambiador de calor instalado aguas arriba del manifold de producción, a su vez también puede suministrar calor a los tanques verticales y horizontales, para esto se cuenta con una red de líneas de calentamiento conectadas a cada tanque con recubrimiento térmico a fin de minimizar las pérdidas de calor.

Capella A, cuenta con un sistema de bombas de desplazamiento positivo (5 en total) con las que se pueden realizar las operaciones de:

- Descargue de fluidos de producción.
- Descargue de diluyentes, para procesos de blending.
- Cargue de fluidos (diluyente a otras plataformas).
- Cargue de agua a planta externa.
- Cargue de crudo Capella o mezcla para venta o envío a la estación Rio Loro.
- Transferencia de fluidos entre tanques.
- Transferencia de fluidos hacia plataformas a través de líneas troncales.
- Transferencia de fluidos hacia el CPF.

**Figura 13.** Capella A: zona de descarga, Tanques horizontales y verticales.



**Fuente:** EMERALD ENERGY PLC.

#### 2.4.2.2 Facilidades de producción Centralizadas (CPF)

El CPF es la segunda fase de las facilidades para el proyecto de campo Capella, allí se centralizará toda la producción de fluidos del campo y el tratamiento de estos mismos. El CPF se encuentra en etapa de construcción y aunque se usa, actualmente no es posible llevar a cabo todos los procesos para los que fue diseñado, por lo que en el presente documento se hará referencia solo a los procesos que se llevan a cabo en estas facilidades.

Las facilidades del CPF actualmente cuentan con un tren de tres tanques con una capacidad nominal de 10000 bbls cada uno, dos de estos tanques (Tk 120 – Tk 210) pueden operar como tanques de lavado (Gun barrel) o tanques de almacenamiento, el tercero funciona solamente como tanque de almacenamiento. Estos tanques están diseñados para trabajar en dos escenarios:

- **Escenario Ideal:** Deshidratación del crudo Capella por dilución, utilizando crudos livianos entre 32 a 74° API. (proceso actual)
- **Escenario alternativo:** Deshidratación por calentamiento del crudo Capella, utilizando vapor (las facilidades para este proceso no están terminadas).

El fluido de producción puede ingresar al CPF a través de las líneas troncales, para esto se debe asegurar una viscosidad entre 150 y 250 cP @ 100°F, para poder garantizar estas especificaciones se debe realizar proceso de dilución en plataformas o generar emulsiones inversas con agua de producción más aditivos estabilizadores. También es posible recibir el fluido de producción desde las facilidades de Capella A, desde allí se puede enviar el fluido directamente desde el descargadero o desde los tanques verticales u horizontales, desde donde se envía el fluido de Capella A hacia el CPF dependiendo de las condiciones operacionales del momento.

Cuando los fluidos llegan al CPF ingresan al Tk 120, que opera como tanque de lavado, dependiendo del %BSW en el reboce de este tanque el fluido puede ser transferido al tk 210, que también puede ser usado como Gun barrel o como tanque de almacenamiento, una vez se asegure el %BSW por debajo de 0.5% el crudo es transferido al tk 110 para almacenamiento y venta final, si el crudo sale del primer tanque de lavado (tk 120) en especificaciones de venta, los tanques 210 y 110 serán usados alternadamente como tanques de almacenamiento para venta.

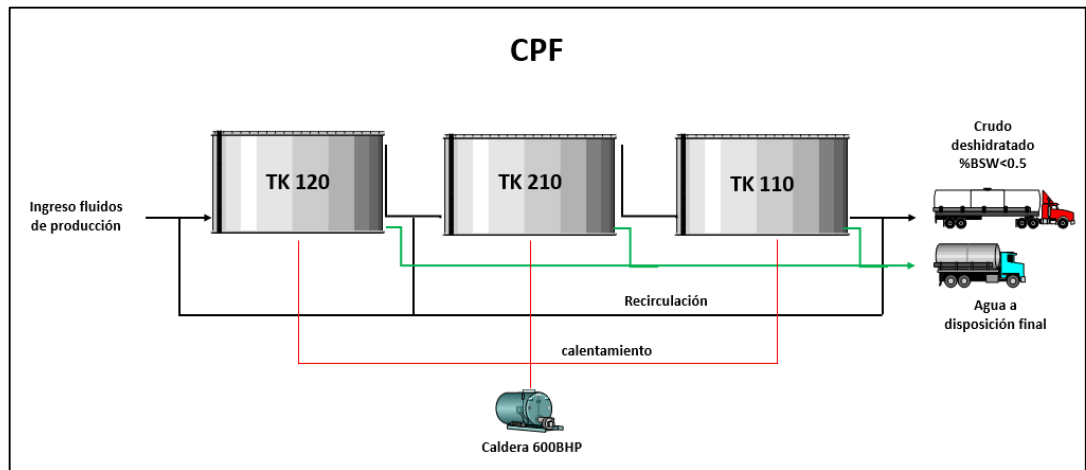
Para ayudar al proceso de deshidratación y acelerar este mismo, se tiene instaladas dos calderas de 600 BHP que transfieren calor a los tres tanques simultánea o individualmente según sea requerido.

El CPF tiene instaladas 3 bombas para realizar las siguientes operaciones:

- Recirculación entre tanques, en caso de no tener crudo en especificaciones.

- Cargue de crudo.
- Cargue de agua.
- Transferencia de fluidos a facilidades de Capella A.

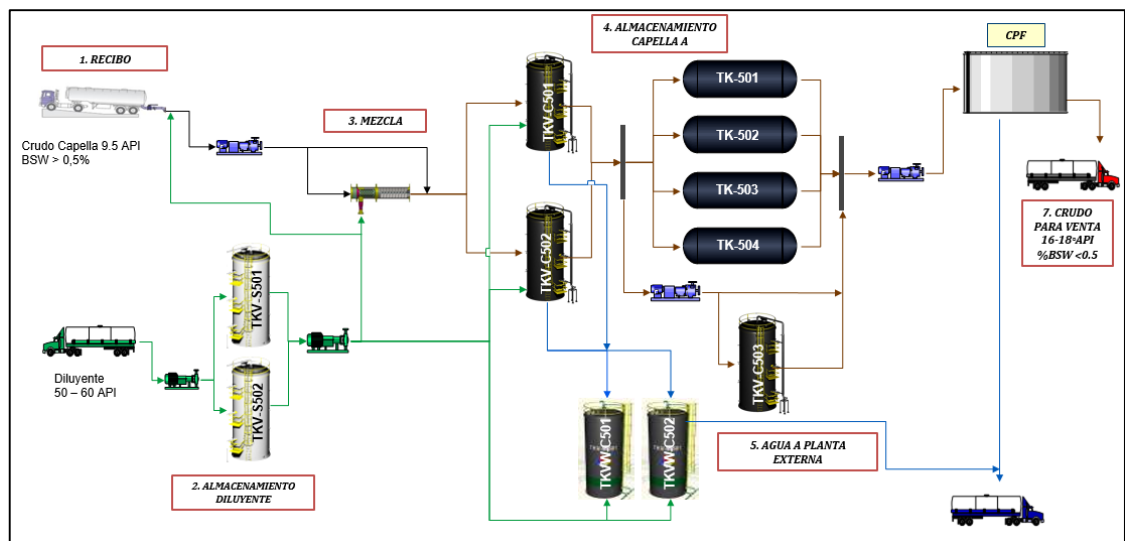
**Figura 14.** Esquema general de proceso en el CPF.



Fuente: El autor.

Mientras se termina el proceso de construcción de líneas troncales y CPF, este último será alimentado desde las facilidades de Capella A.

**Figura 15.** Esquema general de proceso Capella A – CPF.



Fuente: el autor.

### **3 MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO APLICADOS EN CAMPO CAPELLA**

El acondicionamiento del crudo según parámetros de venta, sobre todo lo que tiene que ver con el de  $\%BSW \leq 0.5$ , es uno de los grandes retos operacionales en campo Capella. A continuación, se presentan los métodos aplicados para el tratamiento de emulsiones, teniendo en cuenta las facilidades disponibles para tal fin.

#### **3.1 MECANISMOS DE RUPTURA DE EMULSIONES**

Invariablemente del método que se use para romper una emulsión, deben ocurrir dos procesos fundamentales para que las fases se separen:

- Floculación.
- Coalescencia.

Durante la floculación las gotas de fase dispersa se acercan hasta el punto de llegar a tocarse formando agregados o flóculos, sin unirse y manteniendo la película interfacial de cada gota intacta. Los factores que influyen en la floculación son: la diferencia de densidades de las fases, temperatura, movimiento browniano, viscosidad de la fase aceite y volumen de la fase dispersa. En este punto la coalescencia solo ocurre cuando la película interfacial es muy débil.

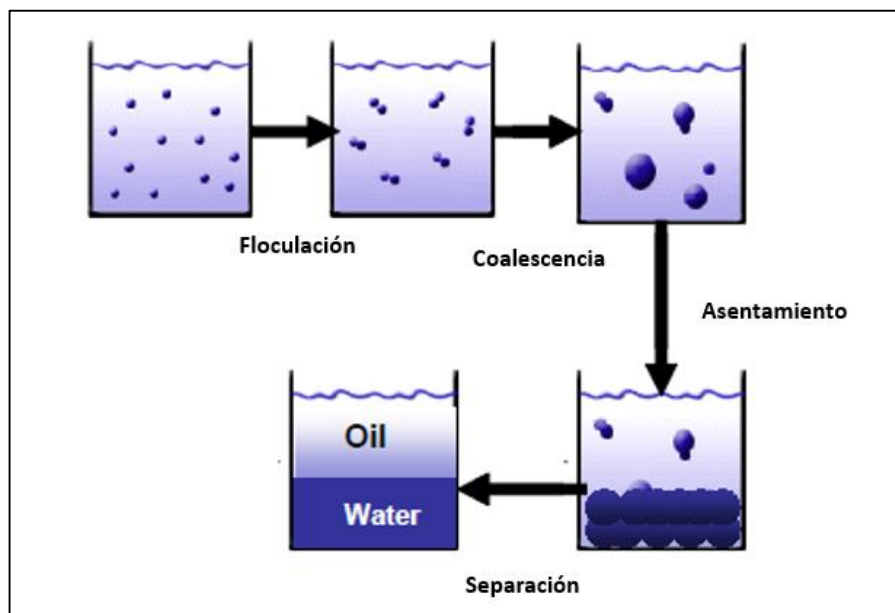
Durante la coalescencia, las gotas de la fase dispersa se funden para formar gotas más grandes. Este proceso es irreversible y es influenciado por factores como: estabilidad de la película interfacial, tensión interfacial, alto corte de agua y altas temperaturas.

Para que ocurra la coalescencia y finalmente la separación de las fases de una emulsión la película interfacial que la estabiliza debe ser eliminada o lo suficientemente debilitada, algunos de los factores que influyen en la

desestabilización de la película interfacial y por consiguiente en el rompimiento de la emulsión son:

- Incremento de temperatura de la emulsión.
- Reducción de la velocidad de flujo para permitir la separación gravitacional. por efecto de diferencia de densidades de las fases de la emulsión.
- Adición de agentes químicos desemulsificantes.
- Cambio de las características físicas de la emulsión (ejemplo: dilución).

**Figura 16.** Proceso de floculación y coalescencia en una emulsión.



**Fuente:** GONZALEZ P. Julio. "Diseño de oleoductos para crudos pesados y extrapesados". Curso. Bogotá D.C. 2011. p53.

### 3.2 MÉTODO TÉRMICO

El método térmico es comúnmente usado como coadyuvante para el rompimiento de emulsiones en la industria petrolera en emulsiones con crudos pesados y extrapesados que tienen gravedades específicas muy cercanas entre sí y viscosidades muy altas donde las microgotas de agua como fase dispersa tienen

baja movilidad, el tratamiento térmico es aplicado en conjunto con otras técnicas, como es el caso de la aplicación de agentes químicos desemulsificantes, por ejemplo.

El principal efecto del tratamiento térmico es la reducción de la viscosidad de la fase aceite y el incremento de la diferencia de densidades entre las fases aceite y agua, también al incrementar la temperatura de la emulsión se logra desestabilizar la película interfacial que mantiene la emulsión, debido a la reducción de la viscosidad de la fase continua; y se facilita la migración del rompedor de emulsión dentro del crudo llegando a cada gota de agua, acentuando su efecto desestabilizante sobre la película externa. De igual manera, de acuerdo a lo expuesto en la Ley Stokes, la reducción de viscosidad con la temperatura mejora la velocidad de caída de agua y la coalescencia de las gotas dispersas en la fase aceite. Para agentes emulsionantes como parafinas y ceras, el calentamiento los dispersa o disuelve en la fase del crudo permitiendo el contacto de las gotas de agua atrapadas y su segregación.

Normalmente las temperaturas aplicadas están entre 140-180 °F para procesos con vasijas tanto atmosféricas como presurizadas y crudo pesados, intermedios y livianos (i. e. 12 a 35 °API), sin embargo, para crudo pesados y extrapesados se pueden llegar a manejar temperaturas de 250°F en sistemas presurizados como tratadores térmicos (HT) o termo-electrostáticos (EHT) sin fraccionamiento o vaporización excesiva de agua<sup>22</sup>.

El método térmico trae consigo unas ventajas y desventajas que se deben considerar al momento de aplicarlo:

---

<sup>22</sup> VELASCO, Edison. "Separación de crudos pesados" En *Heavy oil workshop 2010*. Villavicencio – Meta, Society of petroleum engineers, 2010. P 6-7.

**Tabla 6.** Principales ventajas y desventajas del método térmico.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Reduce la viscosidad de la fase continua y de la película interfacial	Pérdida de componentes livianos del crudo
Aumenta la frecuencia de colisión de las gotas de la fase dispersa	Aumento en costos de combustible
Incrementa la diferencia de densidad entre las fases	Incrementa los riesgos en las facilidades (altas temperaturas)
Aumenta la velocidad de decantación del agua	Ocasiona depósitos de coke y precipitación de sales
Disminuye la adsorción de agentes estabilizantes y debilita la película interfacial	Desestabiliza los asfaltenos

**Fuente:** Tomado de VALLADARES MARFISI, Shirley. "Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos". Trabajo de grado. Universidad de los Andes. Facultad de ingeniería. Escuela de ingeniería química. Mérida – Venezuela. 2005. p33.

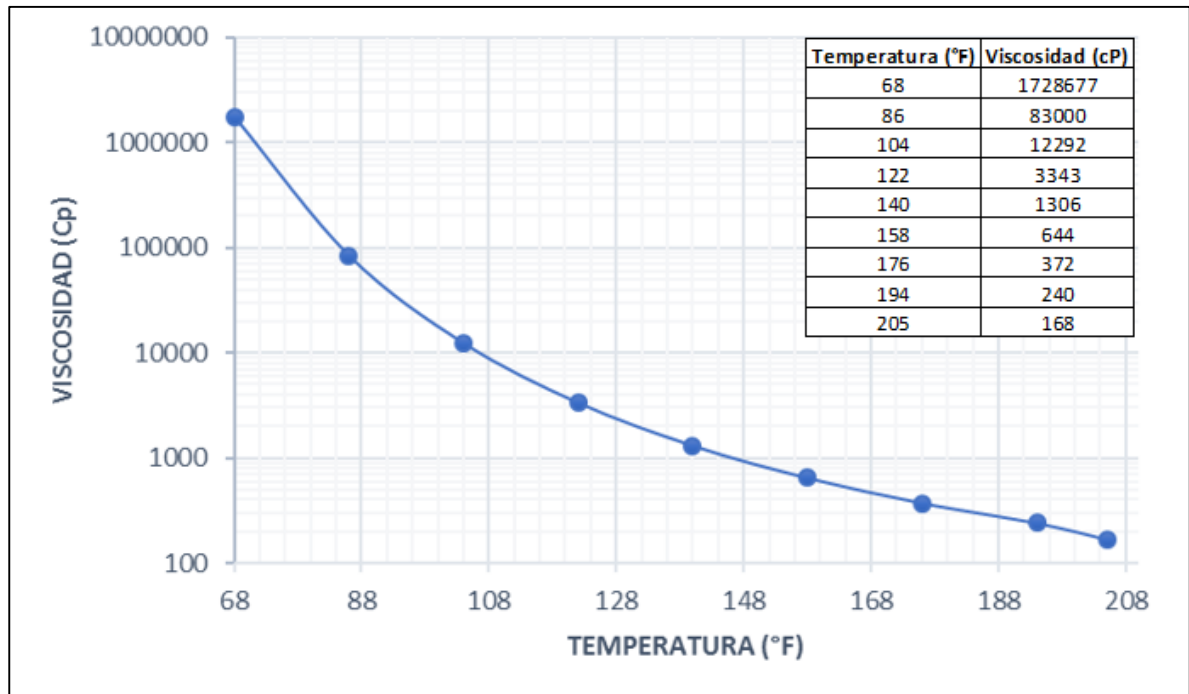
Una vez se ha logrado la desestabilización de la emulsión por medio del calentamiento, se le debe dar un tiempo para que el proceso de separación completo de la emulsión tenga lugar, este proceso en campo Capella normalmente ocurre en los tanques de lavado (Gun barrel) o de almacenamiento. El tiempo para que este proceso ocurra debe ser estimado a partir de las pruebas de botella y tenido en cuenta al momento de diseñar las facilidades de superficie para tratamiento de crudo, en campo Capella estos tiempos de retención varían entre 120 y 90 horas (ver gráfico 11)

### 3.2.1 Tratamiento térmico en campo Capella

Como se mencionó anteriormente el principal efecto del calentamiento en una emulsión se evidencia en la reducción de la viscosidad durante el tratamiento de crudo extrapesado, como en el caso de campo Capella cuya alta viscosidad (83000 cp @ 86°F), se ha definido como la principal causa de estabilización de la emulsión. Adicional a esto la poca diferencia entre las densidades del agua (1.00 gr/cm<sup>3</sup>) y

crudo ( $1.0053 \text{ gr/cm}^3$ ) dificulta la separación de fases. El tratamiento térmico se define como la primera opción para rompimiento de la emulsión de campo Capella.

**Gráfica 9.** Efecto de la temperatura sobre la viscosidad del crudo Capella.

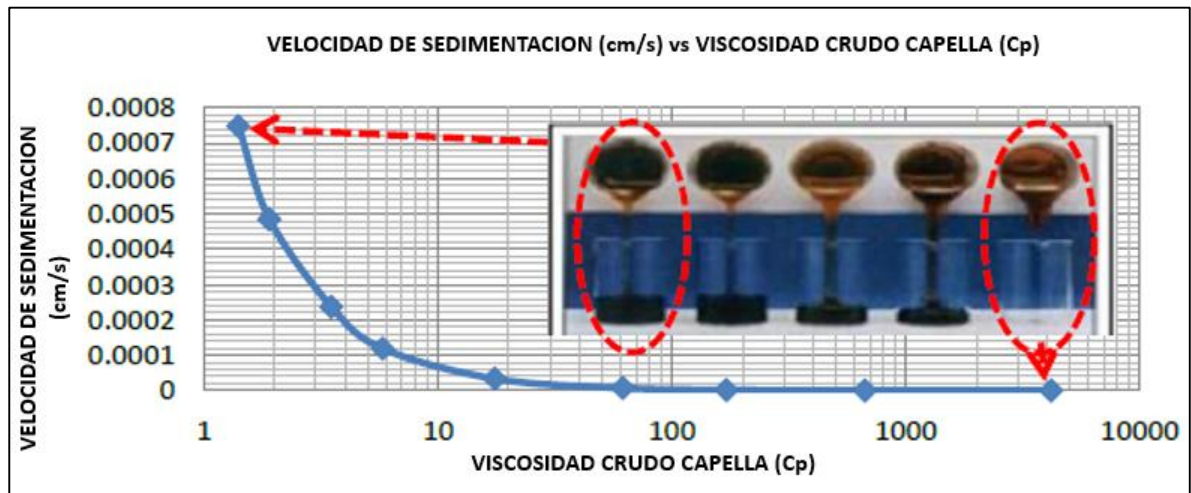


**Fuente:** El autor.

Como se puede observar en la gráfica 9, la viscosidad del crudo extrapesado de campo Capella se ve seriamente afectada por el incremento de la temperatura, nótese como elevando la temperatura hasta  $205^{\circ}\text{F}$  ( $96^{\circ}\text{C}$ ), se obtiene una reducción de  $83000 \text{ cP}$  a  $168 \text{ cP}$ , lo que significa una reducción de  $99.8\%$  de la viscosidad. De esta manera se afecta también la velocidad de sedimentación de las gotas de la fase dispersa empezando desde cero para una viscosidad de  $83000 \text{ cP}$  hasta  $0.0008 \text{ cm/s}$ , de acuerdo a lo descrito en la Ley de Stokes, aumenta la velocidad de separación al disminuir la viscosidad de la fase continua y al aumentar la diferencia de densidades. de los análisis de velocidad de sedimentación realizados en laboratorio para una muestra de crudo Capella puro con  $20\%$  de contenido de agua, se observa que a temperatura ambiente no hay separación de fases y la emulsión se mantiene estable en el tiempo, para generar el proceso de separación, es

necesario incrementar la temperatura a 205°F para lograr una velocidad de sedimentación máxima de 0.0008 cm/s.

**Gráfica 10.** Efecto de la viscosidad sobre la velocidad de sedimentación del crudo Capella.

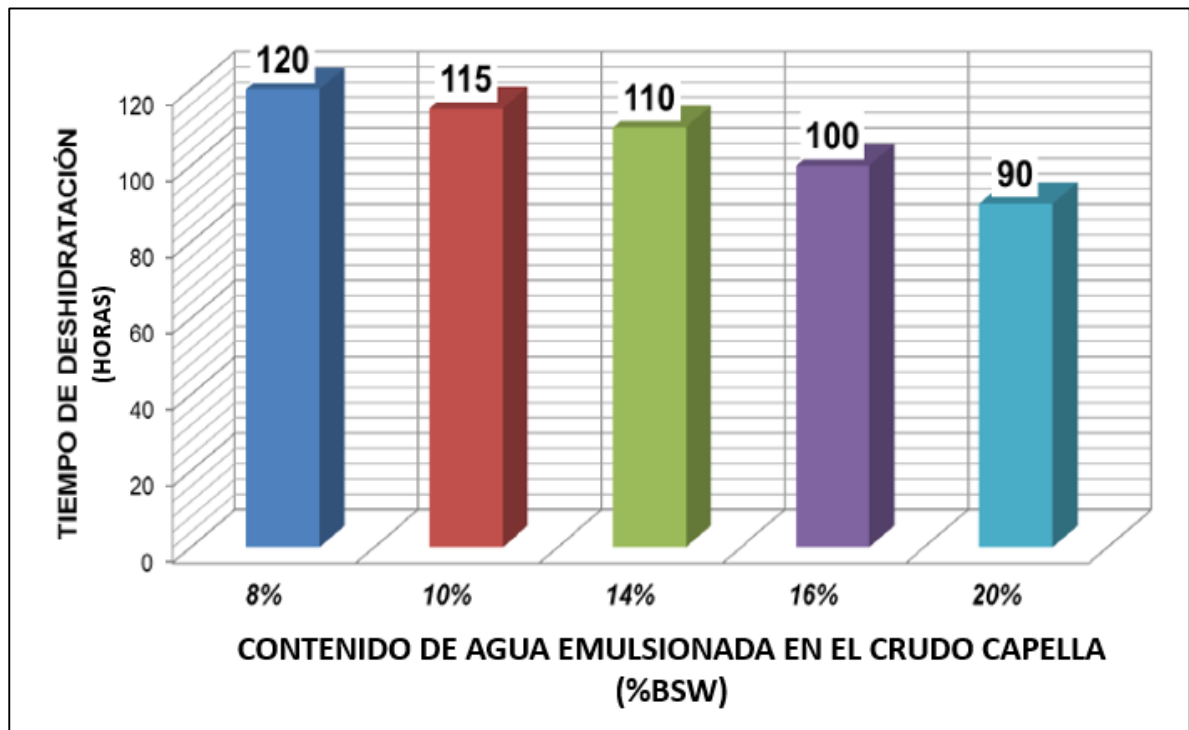


Fuente: el autor.

A escala de laboratorio se demostró que el proceso de deshidratación térmica para el crudo Capella no es suficiente para llegar a deshidratarlo completamente, alcanzando un %BSW mínimo de 2%, además de obtener tiempos extremadamente largos (5 días de decantación para un crudo con corte inicial de agua de %BSW=8%). En la gráfica 11, se puede observar el comportamiento del tiempo de deshidratación para crudo Capella (9.5°API) con diferentes cortes de agua. Es de resaltar que el corte de agua promedio del crudo de campo Capella es 38.5%, teniendo valores mínimos de 1.2% hasta máximos de 94%. La variación en los tiempos de deshidratación a medida que aumenta el corte de agua, tendiendo a la reducción, se debe como lo refiere la teoría analizada en el presente documento al aumento en el volumen de la fase dispersa lo que conlleva a que se puedan formar gotas de un tamaño mayor ocasionando que la estabilidad de la emulsión disminuya. Al final, la eficiencia del proceso de deshidratación se relaciona al

número de contactos de gotas de agua en función del tiempo, haciendo muy relevante la floculación de gotas previa a la coalescencia.

**Gráfica 11.** Efecto de la cantidad de agua en el tiempo de deshidratación de crudo Capella. Análisis realizado a temperatura constante de 80 °C (176°F) en el laboratorio de crudos de campo Capella.



Fuente: el autor.

### 3.2.2 Pruebas de campo del método térmico

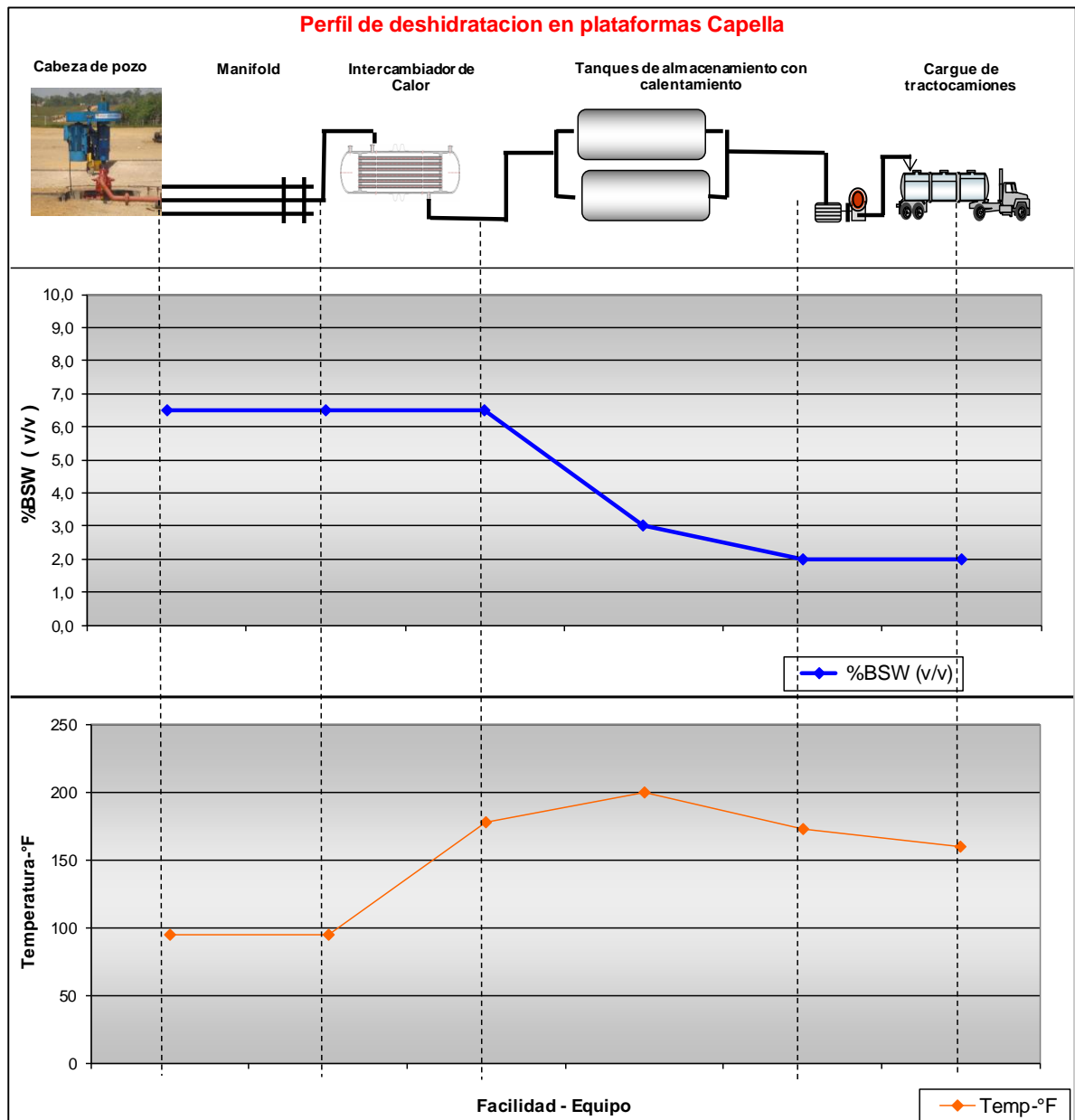
Cómo se mencionó anteriormente, campo Capella está dividido en 10 plataformas y en cada una de estas se cuenta con los equipos necesarios para el proceso de recolección y medición, además se cuenta con facilidades para calentar el crudo (calderas), en principio el sistema de calentamiento de cada plataforma fue pensado para reducir la viscosidad del crudo, dado que además de las dificultades que representa tener una alta viscosidad en la deshidratación del crudo, también se presentan dificultades para su transporte y flujo a través de tuberías. Es por esto que durante las pruebas iniciales de cada pozo se usó y se usa el calentamiento,

con más énfasis en la facilidad de transporte del crudo que en la deshidratación de este mismo.

Cuando se empiezan a plantear estrategias de deshidratación del crudo Capella el calentamiento es la primera opción dado que las facilidades para aplicarlo están disponibles en cada plataforma.

El fluido tiene una temperatura entre 86 y 95 °F en cabeza de pozo, desde allí es direccionado al manifold de producción en donde el fluido se puede dirigir hacia la línea de prueba o de producción general, líneas de 4 pulgadas de diámetro. Desde allí el fluido pasa a un intercambiador de calor tipo tubos en “U”, crudo-vapor, en donde sufre el primer incremento de temperatura a 178 – 180 °F. Una vez pasa por el intercambiador, el fluido continúa hacia los tanques horizontales de almacenamiento con una capacidad nominal de 500 bbls. Estos tanques tienen serpentines de calentamiento en donde continua este proceso hasta alcanzar unos 200°F. Una vez obtenida esta temperatura, se preserva la condición durante 6 horas continuas, una vez el tanque está lleno y se ha cumplido el periodo indicado, se suspende el calentamiento y se procede a dar reposo al fluido en espera del cargue y envío a la facilidad de producción principal en Capella A. Durante el reposo y cargue la temperatura del fluido alcanza a descender a 160°F. Este proceso teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento y la producción de cada plataforma alcanza a durar máximo 10 días. Antes de tener que evacuar el fluido. Durante el tiempo máximo de reposo (10 días), no se logró obtener un %BSW menor a 2%, para alcanzar el %BSW mínimo en algunas plataformas requirió hasta 7 días, mientras que en otras plataformas se requirieron tan solo 2 días, estos resultados son acordes con los obtenidos en las pruebas de laboratorio.

**Gráfica 12. Perfil de deshidratación en plataformas de Campo Capella.**



Fuente: el autor.

Las plataformas de producción que presentan menor corte de agua tuvieron tiempos de retención más largos en comparación a las que presentan mayor contenido de agua. La plataforma que presentó menor tiempo de deshidratación fue la Capella A, sin embargo, en esta se tienen tanques verticales con serpentines de

calentamiento en tres niveles diferentes lo que maximiza la eficiencia de deshidratación, el mismo crudo en tanques horizontales tuvo un tiempo de deshidratación de 3.2 días.

**Tabla 7.** Tiempo de deshidratación de crudo Capella en las diferentes plataformas.

Plataforma	% BSW Inicial	% BSW Final	Tiempo de deshidratación (días)
<b>A - tks Verticales</b>	55.8	2	2
<b>A - tks horizontales</b>	55.8	2	3.2
<b>B</b>	18.7	2.2	4.5
<b>E</b>	72.7	2	3
<b>F/P</b>	12.5	2.6	6
<b>L</b>	78	2	3
<b>O</b>	24.4	2.1	4
<b>R</b>	8.8	3.2	5.5
<b>S</b>	2.1	2.1	7
<b>Z</b>	24.6	2.2	4

Fuente: el autor.

### 3.3 MÉTODO QUÍMICO

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto sintético con propiedades desemulsificantes (químico deshidratante), el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible al fluido emulsionado, permitiendo así mayor tiempo de contacto del desemulsificante con la emulsión, logrando una mezcla apropiada y por lo tanto una mejor acción de éste. Con crudo muy viscosos, generalmente espumosos, se requiere la mayoría de las veces aplicar primero un antiespumante y luego el desemulsificante. Sin embargo, lo primordial es garantizar la homogenización del crudo a ser tratado con el producto químico.

Por lo general, los químicos desemulsificantes comerciales son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos, así como una amplia distribución de peso molecular. Están conformados por un 30

a 50% de materia activa (surfactantes) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática y alcoholes. Entre los más utilizados están los copolímeros bloques de óxido de etileno y de óxido de propileno, las resinas alquil-fenol formaldehidas, las poliaminas, alcoholes grasos, aminas oxialquiladas y poliesteraminas y sus mezclas.<sup>23</sup>

Estos surfactantes tienen tres efectos fundamentales una vez adsorbidos en la interface agua-aceite: uno es la inhibición de la formación de una película rígida, otro el debilitamiento de la película volviéndola compresible y el más importante, el cambio en la formulación del sistema para alcanzar la condición de  $SAD = 0$  (Diferencia de Afinidad de surfactante). Para conseguir esta condición en una emulsión W/O que ya contiene un surfactante lipofílico, se debe añadir un surfactante hidrofílico de peso molecular promedio o bajo (agente deshidratante) de manera que el parámetro característico de la mezcla produzca una emulsión inestable<sup>24</sup>.

Un solo compuesto químico no puede proveer las tres acciones requeridas anteriormente citadas, por lo que los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos. Adicionalmente, los productos desemulsificantes también denominados rompedores de emulsión o rompedor directo, deben cumplir con las siguientes funciones:

- Definir la interfaz agua – crudo.
- Clarificar el agua separada de manera que la menor cantidad de aceite disperso.

---

<sup>23</sup> *Óp. Cit. LOAYZA QUIÑONES, Pablo Arnaldo. P 53.*

<sup>24</sup> *Ibid., p.53.*

- Reducir el contenido de sal en el crudo (por requerimientos de refinación, éste debe contener como máximo 20 PTB).
- Mantener las fracciones orgánicas como una fase continua.
- Facilitar el lavado de sólidos de la fase crudo tendiendo a que estos sean humectados por agua.

**Tabla 8.** Ventajas y desventajas del tratamiento químico

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Bajo costo de instalación y operación	Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales
Se puede aplicar a pequeña y gran escala	
No altera la calidad el crudo ( $^{\circ}$ API)	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.
La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desemulsificantes desde una etapa temprana del proceso	

**Fuente:** LOAYZA QUIÑONES, Pablo Arnaldo. "Tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del oleoducto Norperuano". Trabajo de grado. Universidad nacional mayor de San Marcos. Facultad de química e ingeniería química. Lima – Perú. 2016. p54.

### 3.3.1 Pruebas de botella

La selección de tratamiento químico a aplicar a una emulsión específica se establece mediante unas pruebas de laboratorio llamadas comúnmente *pruebas de botella*, que siguen un procedimiento de referencia descrito en el método API MPMS 10.4 (1988), con el cual es posible determinar el desemulsificante más efectivo para romper la emulsión presente en el sistema. Es importante recalcar que las pruebas de botellas son un método mecanístico empírico donde se simulan algunas condiciones del proceso con muestras reales de fluido y que cuyo acercamiento al proceso real depende de la habilidad y conocimientos técnicos del formulador. La naturaleza de los productos a ser usados en la mezcla final depende variables como

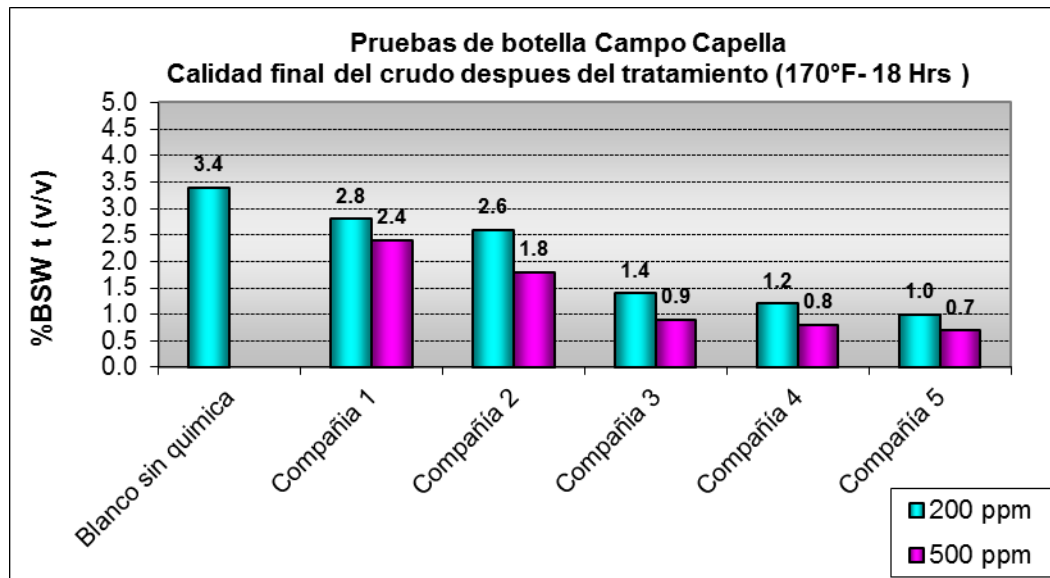
temperatura del proceso, tipo de orgánicos, velocidad de secado, turbulencia, tipo de vasijas empleadas en las fases de deshidratación primaria y secundaria, calidad requerida del crudo, S&W y porcentaje de emulsión inicial, °API del crudo, salinidad, contenido de arcillas y arenas, entre otros.

Un desemulsificante seleccionado apropiadamente rompe la emulsión con la menor cantidad de química posible (ppm), separando la mayor cantidad de agua, en un corto periodo de tiempo. Para esto las muestras de emulsión con que se hacen las pruebas deben cumplir con los siguientes requisitos:

- La muestra debe ser representativa de la emulsión a tratar.
- La muestra debe ser fresca.
- Durante las pruebas de botella se deben simular las condiciones operacionales tanto como sea posible (básicamente en agitación y temperatura, dado que se realizan a presión atmosférica).

En campo Capella, se realizaron pruebas de botella para determinar qué rompedor de emulsión sería el más efectivo para el crudo Capella puro. Se invitaron cinco compañías especialistas en tratamiento químico y a cada compañía se le entregó una muestra representativa del crudo Capella con un contenido de agua y sedimentos (%BSW) de 5%. Después de realizadas las pruebas por cada compañía y evaluados los resultados y las propuestas técnicas y económicas se determinó que el producto que se ajusta a los requerimientos técnicos de campo Capella y pueden pasar a pruebas de campo son los ofertados por las compañías 5 y 4 en su orden (menor S&W final tanto en el thief de tope como en la compuesta); pero su costo por unidad (galón) es mucho mayor, 12 - 15%, que la ofertada por la compañía 3 con un producto de eficiencia ligeramente menor.

**Gráfica 13.** Resultados de las pruebas de botella para curdo Capella puro.



Fuente: El autor.

### 3.3.2 Pruebas de campo.

Para las pruebas de campo se definió tener en cuenta las PPM usadas y el %BSW final de venta para la evaluación de las dos compañías que fueron seleccionadas. La aplicación del rompedor de emulsiones se realizó en el manifold de recolección de fluidos en cada plataforma, y el cargue de carrotanques se realizó desde cada plataforma o desde las facilidades de Capella A (tanques verticales y horizontales) según las condiciones operacionales. El tiempo acordado para la realización de la prueba de campo fue de máximo 7 días por compañía.

El crudo tratado y reportado como venta fue enviado a la estación Rio Loro para mezcla (mejoramiento de la gravedad API y reducción de la viscosidad) y tratamiento final.

Los resultados esperados del uso de rompedores eran:

- Mejorar tiempos de deshidratación del crudo Capella puro.

- Reducir el %S&W final que se obtenía con solo tratamiento térmico. Por consiguiente, aplicando tratamiento químico y térmico combinado lograr crudo en especificaciones de venta (%S&W < 0.5).

No obstante, aunque los tiempos de deshidratación mejoraron, el mejor %S&W obtenido no estuvo por debajo del 0.9% y a condiciones de campo, los mejores resultados fueron obtenidos con el producto de la compañía 3.

**Tabla 9.** Resultados pruebas de campo rompedor directo compañía 3.

Plataforma	% BSW Inicial	% BSW Final	Tiempo de deshidratación (horas)	Temperatura (°F)	PPM Promedio
A	55.8	0.9	15	200	400
B	18.7	1.3	20	173	450
E	72.7	1.1	20	175	500
F/P	12.5	1.4	24	178	500
L	78	1.3	20	178	500
O	24.4	1	24	178	500
R	8.8	1.2	28	175	470
S	2.1	1.7	20	178	500
Z	24.6	1.5	20	175	500

Fuente: El autor.

Aunque los resultados obtenidos en las pruebas iniciales de campo no fueron los esperados en lo que respecta a calidad de venta, las reducciones en los tiempos de deshidratación si muestran una mejora importante que se debe considerar. Dado que menores tiempos de deshidratación se ven reflejados en el aumento de despachos hacia la estación Rio Loro, permitiendo tener un stock mínimo en campo y así maximizar la producción del campo. Esta ventaja operacional es de gran importancia.

Adicional al rompedor de emulsión, en campo Capella se aplica secuestrante de H<sub>2</sub>S y antiespumantes. El primero se aplica dado que se tiene evidencia de

presencia de  $H_2S$  en tanques de almacenamiento y cabeza de pozo. Por lo tanto, se aplica este producto en todas las plataformas de pozo operativas, en su mayoría desde el cabezal, con el fin de evitar eventos de intoxicación por presencia no controlada de  $H_2S$  en el personal que interviene en las operaciones del campo. El segundo se aplica para reducir la presencia de espuma en tanques de almacenamiento y mejorar el contacto desemulsificante / corriente de fluido. La espuma presente en tanques es estable y puede llegar a representar el 40% volumen de los tanques, con la posibilidad de generar problemas operativos, dado que se pierde capacidad de almacenamiento y por lo tanto de proceso en las facilidades de producción del campo. Al aplicar el antiespumante, la espuma se rompe completamente y desaparece de los tanques en un tiempo promedio de 1 hr. El antiespumante se aplica en el manifold de producción.

### **3.4 MÉTODO DE DILUCIÓN**

El método de dilución para procesos de deshidratación de crudos extrapesados o pesados se basa en la reducción de la viscosidad mediante la mezcla de un diluyente (crudo liviano, nafta o subproductos de refinería con alto °API). Al realizar esta mezcla se reduce la viscosidad de la fase aceite de la emulsión, aumentando el movimiento de las gotas de la fase dispersa, lo que acelera los procesos de floculación y coalescencia que terminan por separar las fases.

Otro aspecto de importancia en la dilución con fines de deshidratación de crudos extrapesados es que, al realizar esta mezcla, se acentúa la diferencia de densidades ente las fases de la emulsión, permitiendo una velocidad de asentamiento mayor de las gotas de la fase dispersa.

**Tabla 10.** Ventajas y desventajas de método de dilución.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Disminuye la viscosidad de la mezcla de crudos acelerando el proceso de deshidratación	Altos costos del diluyente y transporte de este
Puede llevarse a cabo a temperatura ambiente	Se requiere una fuente segura de abastecimiento en cantidades y tiempo
Reduce los requerimientos de energía y potencia para manejo y transporte	Pueden generarse problemas de inestabilidad de la mezcla, precipitando asfaltenos y taponando tuberías
Aumenta la calidad (°API) del crudo.	

**Fuente:** MORENO SALAS; Ana Patricia. “Estudio experimental para la caracterización fisicoquímica de aceites extra-pesados producidos en México”. Trabajo de grado. Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería química e industrias extractivas. Departamento de ingeniería química petrolera. México D.F. – México. 2015. P23.

Como regla general se tiene que un porcentaje de dilución entre el 20 – 30% es frecuentemente suficiente para evitar altas caídas de presión en líneas y la necesidad de altas temperaturas, facilitando de esta manera las operaciones de deshidratación.

### 3.4.1 Dilución en campo Capella.

Dado que la principal desventaja del método de dilución es tener los volúmenes necesarios disponibles para poder mantener la producción de campo, la primera actividad realizada para la aplicación de este método fue establecer con los posibles proveedores las cantidades de crudo que podrían ofrecer de manera continua. En el presente documento se presentarán los resultados de los tres diluyentes que pasaron este primer filtro. Por razones de confidencialidad comercial, no se presentan sus nombres comerciales y serán definidos como diluyente 1, diluyente 2 y diluyente 3.

**Tabla 11.** Principales características de los diluyentes analizados para mezcla en campo Capella.

Diluyente	°API	GE	Densidad gr/cm3	Viscosidad cP
Diluyente 1	52	0.7711	0.7688	1.5376
Diluyente 2	57	0.7507	0.7500	1.5000
Diluyente 3	51	0.7753	0.7746	1.5492

Fuente: El autor.

Por acuerdos comerciales las gravedades API requeridas están entre 16 y 18 °API, con esta referencia y las características de los diluyentes disponibles, se determinaron las cantidades requeridas por cada mil barriles de crudo Capella.

**Tabla 12.** Valores estimados de requerimiento de diluyente por cada mil barriles de crudo Capella de 9.5 °API.

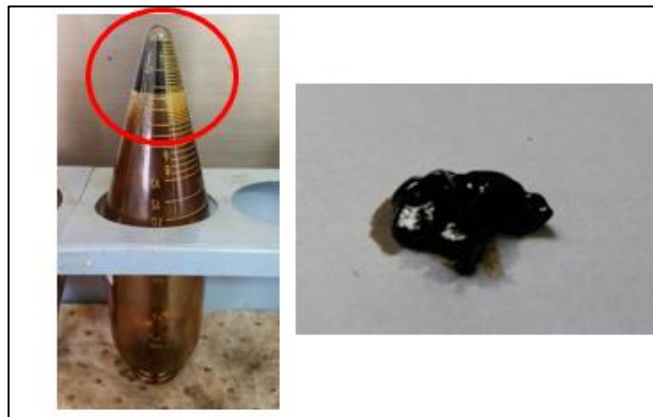
Diluyente	16°API		17°API		18°API	
	Bbls	% Mezcla	Bbls	% Mezcla	Bbls	% Mezcla
<b>Diluyente 1 (52°API)</b>	235	23.5	280	28	325	32.5
<b>Diluyente 2 (57°API)</b>	210	21	250	25	290	29
<b>diluyente 3 (51°API)</b>	240	24	285	28.5	335	33.5

Fuente: El autor.

Posterior a esto se procedió a realizar pruebas de laboratorio para determinar compatibilidad de los diluyentes con el crudo Capella. Las pruebas realizadas determinaron el tiempo necesario para alcanzar el %BSW de venta ( $\%BSW \leq 0.5$ ), además de estabilidad de mezcla.

Los análisis de laboratorio demostraron que las mezclas con cualquiera de los tres diluyentes analizados son estables y no se presenta segregación de fases con el tiempo, para determinar esto, las muestras fueron observadas durante 7 días a 86°F. Tampoco se presentó deposición de asfaltenos con los porcentajes de mezcla máximos que se tendrían para alcanzar un API de 18° (33.5% v/v), sin embargo para el diluyente 3, se evidenció depósitos de asfaltenos en mezclas de 40% de diluyente; el porcentaje precipitación fue de un 7% (v/v).

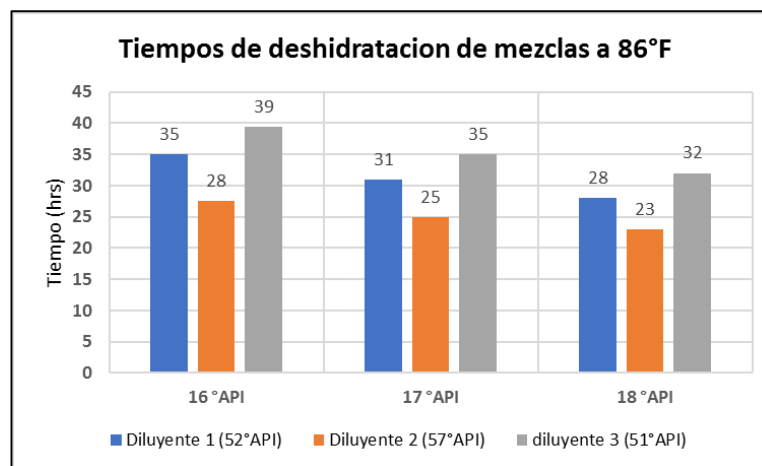
**Figura 17.** Precipitación de asfaltenos para mezclas con diluyente 3.



**Fuente:** El autor.

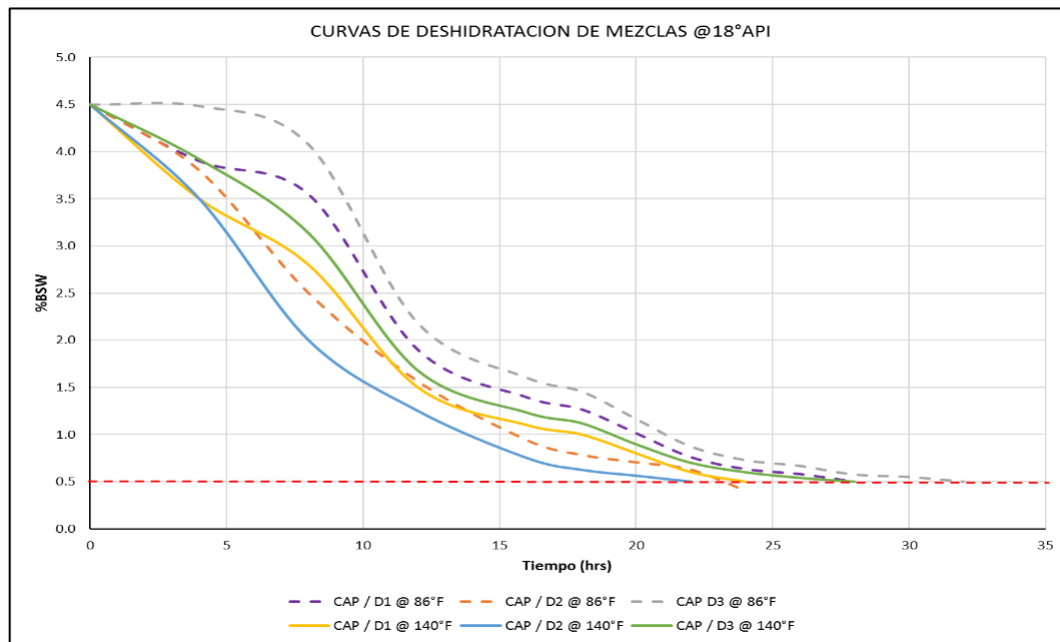
En cuanto a las curvas de deshidratación con los tres diluyentes se alcanzó la meta de 0.5% de BSW, tanto a temperaturas de 86°F como a temperaturas de 140°F el diluyente más eficiente fue en todos los casos el diluyente 2 de (57°API) alcanzando un tiempo mínimo de deshidratación de 23 horas a 18°API y 140 °F. En la gráfica 15 se puede observar cómo para diferentes temperaturas y una mezcla de 18°API, el diluyente 2, ofrece los tiempos de deshidratación más eficientes en comparación con los otros dos diluyentes evaluados.

**Gráfica 14.** Tiempos de deshidratación de mezclas con diferentes diluyentes a 86°F.



**Fuente:** El autor.

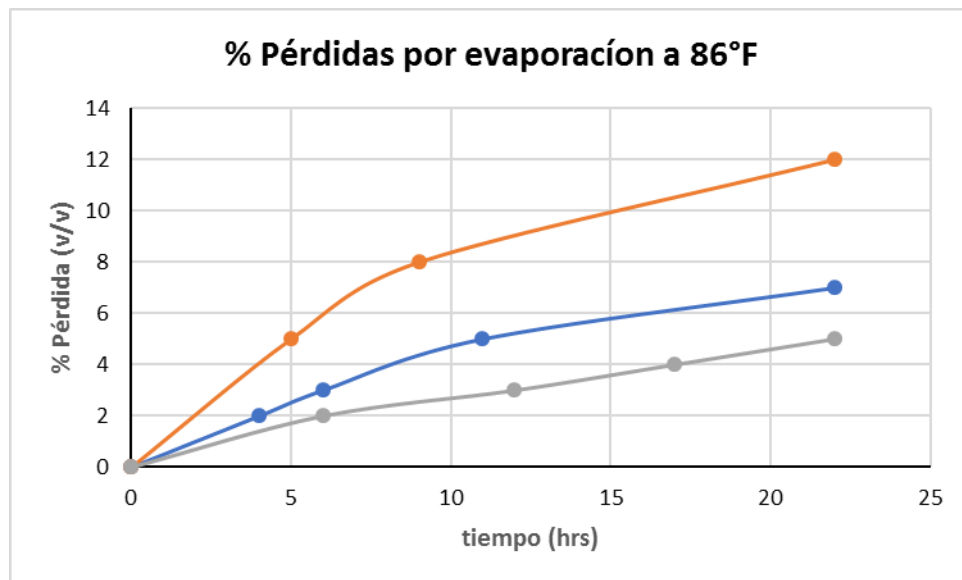
**Gráfica 15. Perfiles de deshidratación de mezclas a 18°API**



Fuente: El autor.

Al evaluar las pérdidas por evaporación de los tres diluyentes analizados se determinó que a temperatura ambiente el diluyente 2, tuvo pérdidas de 12%, mientras que el diluyente 3 tuvo la menor cantidad de pérdidas (5%), estos resultados revisten una gran importancia dado que las pérdidas por cada cien barriles de diluyente 2 serían de 12 bbls, lo que podría afectar las finanzas del proyecto de dilución, teniendo esto en cuenta y el costo del diluyente 2, hace que se establezca el diluyente 3 como principal fuente de abastecimiento para el proceso de deshidratación en campo Capella, además en caso de aumentar los requerimientos, el proveedor de diluyente 3 está en capacidad de aumentar el volumen suministrado a 1300 bpd, cantidad suficiente para poder mezclar la producción máxima de campo Capella. Como segunda opción quedó seleccionado el diluyente 2.

**Gráfica 16.** Porcentaje de pérdidas por evaporación para diluyentes puros a temperatura ambiente (30°C / 86°F)



Fuente: El autor.

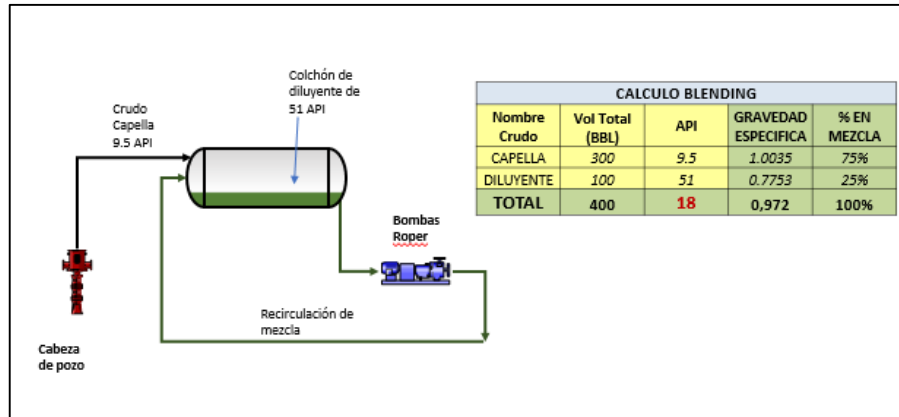
### 3.4.1. Pruebas y aplicación en campo

Para el proceso de mezclas en campo Capella se definió, el siguiente procedimiento:

- Recibir el total del diluyente enviado desde la fuente de aprovisionamiento (Casanare) en los tanques verticales de la plataforma Capella A. (4000 bbls máx.).
- Realizar los cálculos de mezcla de acuerdo con la producción de cada clúster y enviar exactamente el volumen requerido de diluyente, a fin de controlar la calidad API de la mezcla y minimizar los gastos excesivos de diluyente, en promedio 100 bbls de diluyente por cada 300 bbls de crudo Capella, para un total de 400 bbls de mezcla (esto teniendo en cuenta que el crudo se almacena en tanques de 500 bbls en plataformas).
- Transferir por carrotanque la mezcla desde las diferentes plataformas a Capella A, una vez allí, se descarga la mezcla y se envía a los tanques de

10000 bbls del CPF, ingresando primero al Gun barrel (GB), que mantendrá una interfase de 4.5 a 5.5 m.

**Figura 18.** Proceso de Mezclado en plataformas y tabla de volúmenes.



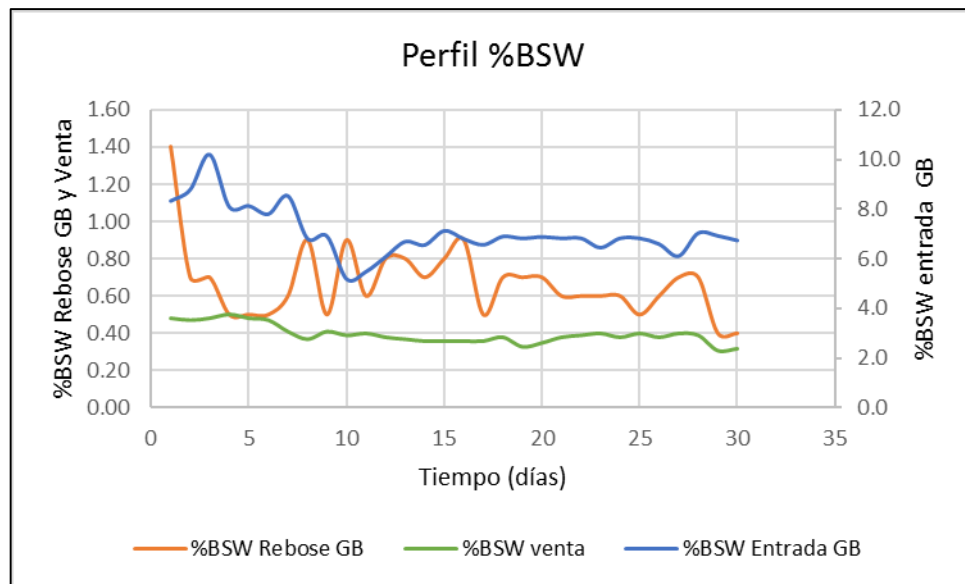
**Fuente:** El autor.

Inicialmente el proceso se consideró sin realizar calentamiento en las plataformas y en el CPF y sin la adición de rompedor de emulsión a la mezcla. Según las pruebas de laboratorio la sola mezcla con el diluyente es necesaria para romper la emulsión y tener crudo en condiciones de venta en lo que respecta al BSW (%BSW ≤ 0.5%).

El tiempo de retención calculado para el Gun Barrel con un ingreso de fluidos por día de 3300 BFPD y un volumen operativo de 9639 bbls, es de 2.9 días máximo. Descontando la sección de coalescencia de 4.5 más que equivale 4365 bbls el tiempo de retención efectivo es de 1.58 días (38 hr), lo que resulta ser levemente superior y suficiente al tiempo de retención obtenido en laboratorio para una mezcla de 18°API a 86°F con el diluyente 3 (32hrs). Dado que el cálculo teórico del tiempo de retención en el Gun barrel, es muy cercano al tiempo mínimo de separación de la emulsión para mezclas con el diluyente 3 se decide aplicar calentamiento a 140°F y máximo a 155 °F con el fin de acelerar el proceso que según datos de laboratorio debe reducirse a 28 horas (Ver gráfica 15. Perfiles de deshidratación de mezclas a 18°API)

Dado que la transferencia de fluidos de las plataformas al CPF se hace por medio de carrotanques y estos deben ser descargados antes de ser enviados desde Capella A hasta el Gun barrel en el CPF, éste último recibe el fluido por baches, lo que dificulta operacionalmente la estabilización de la interfase y la temperatura, esto se ve reflejado en las fluctuaciones del %BSW de rebose del GB, que se mantiene en un promedio de 0.67%, cuando debería ser máximo de 0.5%, sin embargo este %BSW termina de reducirse al pasar a los tanques de venta, en donde se ha obtenido un promedio de %BSW para venta de 0.39%.

**Gráfica 17.** Perfil de %BSW a la entrada y salida del GB y de tanques de venta.



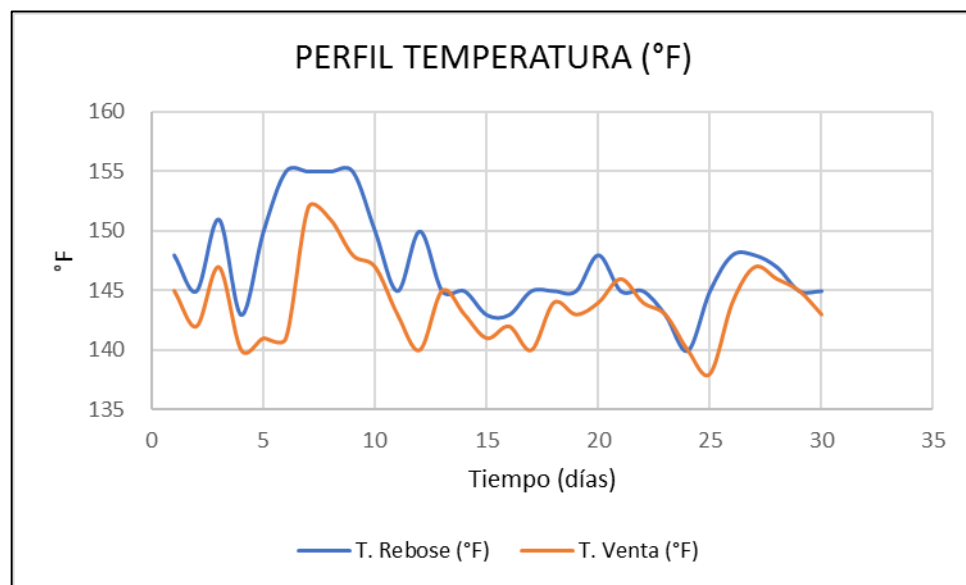
**Fuente:** El autor.

Otro evento que se ha podido observar es que el %BSW no ha bajado en ningún caso por debajo de 0.3%, se presume que esto se debe a que cuando se realiza la mezcla en las plataformas y para homogenizarlas completamente mientras el tanque se encuentra recibiendo crudo Capella sobre el colchón de diluyente, se recircula simultáneamente, este proceso puede durar hasta 8 horas y mínimo 4

horas, esto puede estar ocasionado que se formen microemulsiones por el constante paso de del fluido a través de la bomba de recirculación.

En cuanto a la temperatura, esta se aplica únicamente en el Gun barrel sobre el colchón de agua y dado que los tanques del CPF tienen recubrimiento térmico la pérdida de temperatura no ha sido superior a 3°F, esto beneficia la finalización de la deshidratación en tanques de almacenamiento antes de la venta.

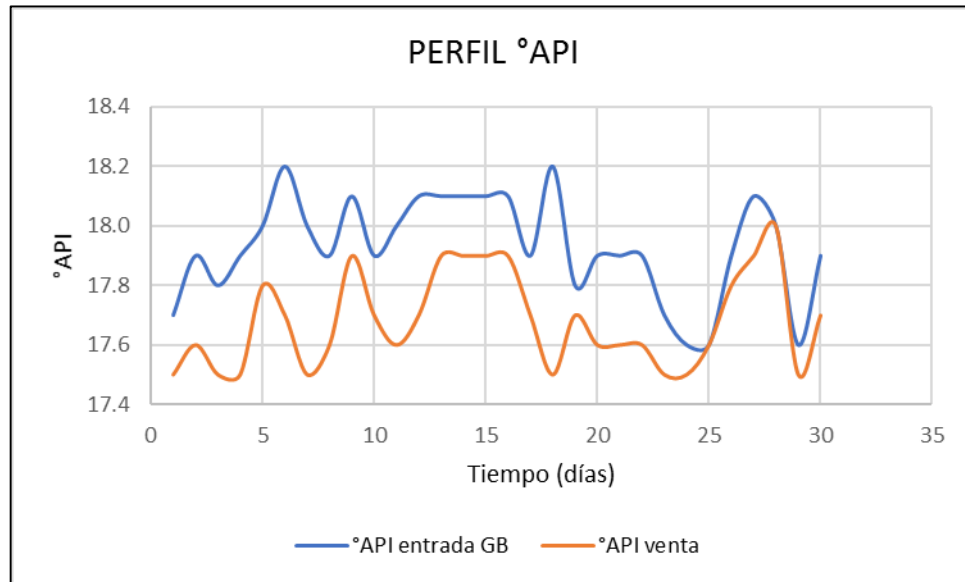
**Gráfica 18.** Perfil de temperatura a la salida del GB y en los tanques de venta.



**Fuente:** El autor.

Para el cálculo de pérdidas se tomó como referencia la gravedad °API de venta que estuvo en promedio en 17.7 °API, lo que significa que para el volumen de ventas del periodo de estudio (30 días) se tuvieron que mezclar 15385 bbls de diluyente, sin embargo, se mezclaron 15885 bbls antes del ingreso de los fluidos al Gun barrel y el posterior calentamiento, esto deja una pérdida de 500 bbls lo que equivale al 3.24%, un valor inferior al esperado para la mezcla con el diluyente 3. Este porcentaje de pérdida inferior es debido a la mezcla con crudo Capella, que al ser homogénea estabiliza los componentes livianos del diluyente 3.

**Gráfica 19.** Perfil de °API. a la entrada del GB y en tanques de venta.



**Fuente:** El autor.

## 4 ANÁLISIS COMPARATIVO

En el presente capítulo se presentan los análisis comparativos realizados para determinar el mejor método de tratamiento de emulsiones en campo Capella. Los análisis se llevaron a cabo teniendo en cuenta tres aspectos: costos, HSE y operativo; los resultados se presentan a continuación.

### 4.1 COSTOS OPERATIVOS

Para realizar el análisis de costos se tuvieron en cuenta solamente los factores que están directamente involucrados en cada proceso, como personal, transporte de fluidos, tratamiento químico y consumos de combustible para calderas entre otros. No se tuvieron en cuenta los costos asociados a todos los proyectos, entre estos se encuentran: tratamiento de aguas, personal de supervisión y dirección, costos administrativos, seguridad física, mantenimiento de vías y plataformas, costos sociales y seguros, estos costos sumados llegan a ser de 10.33 USD/Bbls (29440 COP/Bbls).

El análisis fue calculado para la producción máxima de fluido del bloque Capella, 6274 bfpd Y 3859 bopd. El costo operativo más alto es el correspondiente al proceso de deshidratación por dilución 23.91 USD/Bbls, representando un incremento de 58%, en comparación con los tratamientos de calentamiento y calentamiento + química, si a esto se suman los costos asociados se llegaría a un valor de 34.24 USD/Bbls. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el método de dilución es el único con el que se han logrado obtener los parámetros de calidad establecidos para comercialización. Adicional a lo anterior, al mezclar el diluyente con el crudo Capella el valor de este aumenta un 7% en comparación a cuando se encuentra sin mezclar.

**Tabla 13.** Comparativo de costos de los métodos de deshidratación aplicados en campo Capella.

Concepto	Unidad	Valor Unitario (COP)	Calentamiento		Calentamiento + Química		Dilución	
			Cantidad x día	Valor total (COP)	Cantidad x día	Valor total (COP)	Cantidad x día	Valor total (COP)
Operador de producción	día	\$ 216,667	24	\$ 5,200,000	24	\$ 5,200,000	24	\$ 5,200,000
Auxiliar de producción	EA	\$ 125,000	30	\$ 3,750,000	30	\$ 3,750,000	30	\$ 3,750,000
Técnico calderista	EA	\$ 171,667	4	\$ 686,667	4	\$ 686,667	2	\$ 343,333
Técnico tratamiento químico	Día	\$ 685,300	NA		1	\$ 685,300	NA	
Transporte fluido entre Plataformas	bbl	\$ 4,512	6274	\$ 28,306,960	6274	\$ 28,306,960	7567	\$ 34,139,643
Transporte y tratamiento en Río Loro	bbl	\$ 9,350	3859	\$ 36,081,650	3859	\$ 36,081,650	NA	
Diluyente - Incluye transporte a Campo capella	bbl	\$ 162,450	NA		NA		1293	\$ 210,009,674
Rompedor de emulsión	gln	\$ 39,900	NA		40	\$ 1,596,000	NA	
Antiespumante	gln	\$ 25,935	NA		50	\$ 1,296,750	NA	
Combustible para calderas (Diesel)	gln	\$ 8,610	1260	\$ 10,848,600	1260	\$ 10,848,600	NA	
Combustible para calderas (crudo liviano)	gln	\$ 6,716	3312	\$ 22,242,730	3312	\$ 22,242,730	1420	\$ 9,536,436
mantenimiento general calderas (Anual) Valor por caldera 3.5 millones	EA	\$ 9,590	8	\$ 76,720	8	\$ 76,720	1	\$ 9,590
Costo total	COP			\$ 107,193,327		\$ 110,771,377		\$ 262,988,676
Producción total	Bbls		6274		6274		6274	
Producción crudo Capella	Bbls		3859		3859		3859	
Costo operativo por barril	COP/Bbl			\$ 27,777		\$ 28,705		\$ 68,149
Costo Operativo por barril	USD/Bbl			\$ 9.75		\$ 10.07		\$ 23.91
Descuento por mejora de calidad 7%	COP/Bbl			NA		NA		\$ 63,379
Descuento por mejora de calidad 7%	USD/Bbl			NA		NA		\$ 22.24

Fuente: El autor.

## 4.2 CONSIDERACIONES DE HSE

EMERALD ENERGY COLOMBIA (EEC), ha establecido como su principal política la seguridad industrial por lo que sin importar otras consideraciones el principal factor para determinar la aplicabilidad de un proceso o actividad será el análisis de riesgo realizado a esta.

Por lecciones aprendidas a nivel interno, se han definido las calderas como un equipo crítico (riesgo por presión y alta temperatura) y dado que para aplicar el método térmico con o sin química se deben usar las calderas en cada una de las plataformas en donde se tenga operación, el factor de riesgo llega a multiplicarse por 8, no obstante para cada caldera se tiene establecido un plan de mantenimiento y seguimiento de variables operativas, que reducen el nivel de riesgo, de tal manera que hasta el momento, durante las operaciones de deshidratación por el método térmico no se han tenido incidentes o accidentes relacionados con las calderas en las plataformas.

En cuanto al diluyente, su mayor peligro (explosión – incendio) está representado cuando se tiene en estado puro y almacenado, para el proceso de deshidratación por dilución se ha establecido mantener un stock de 3000 a 4000 bbls de diluyente, esto con el fin de asegurar la continuidad operativa cuando se presentes eventos de desabastecimiento, para minimizar este riesgo, no está permitido usar diluyentes con  $^{\circ}\text{API} > 65^{\circ}$ . Adicional a esto el diluyente es almacenado en los tanques verticales del Capella A, en donde es posible enfriarlos en caso de requerirse y donde se tiene un sistema contra incendios adecuado para posibles incidentes como incendio y explosión de este tipo de sustancias.

En la tabla 14 se puede observar una valoración de los principales peligros asociados a cada uno de los métodos de deshidratación aplicados en campo

Capella, de esta valoración se deduce que el método que más seguridad ofrece es el método de dilución, esto porque se reduce el uso de calderas y no se usa química, adicional a esto el calentamiento de la mezcla se realiza en las facilidades del CPF y Capella A, que tienen instrumentación y equipos de atención de emergencias mucho más robustos que los que se tienen en las otras plataformas. Por otro lado, el método que se podría denominar menos seguro es el método de calentamiento más química, dado que además del riesgo de tener 8 calderas operativas se adiciona el riesgo de manejo y manipulación de sustancias químicas (antiespumante y rompedor de emulsión)

**Tabla 14.** Valoración de peligros para los métodos de deshidratación aplicados en campo Capella. Riesgo mínimo = 1, Riesgo máximo = 5.

Peligro	Calentamiento	Calentamiento + química	Dilución	Observaciones
Incendio	2	2	3	Mayor riesgo Para dilución por almacenamiento de diluyente
Explosión	2	2	3	Mayor riesgo Para dilución por almacenamiento de diluyente
Alta presión	4	4	2	Mayor riesgo para calentamiento y calentamiento + química, mayor cantidad de calderas operando
Alta temperatura	4	4	2	Mayor riesgo para calentamiento y calentamiento + química, mayor cantidad de calderas operando
Químico	1	3	1	Mayor riesgo por uso de productos químicos: antiespumante y rompedor de emulsión
Derrame o fuga	3	3	3	
<b>Valoración total Peligro</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>14</b>	

Fuente: El autor.

### 4.3 ANÁLISIS OPERACIONAL

Para el desarrollo de cada uno de los métodos evaluados, las facilidades y el personal de operación y mantenimiento, están en capacidad de implementarlo, para

ninguno de los procesos evaluados se requiere inversiones más allá de la posibilidad de optimización de éstos. Por el momento los tres métodos se han podido implementar sin inconvenientes, esto refleja la versatilidad operativa de las facilidades de producción de campo Capella y además que su desarrollo ha sido acorde con las necesidades operacionales que se ha presentado a largo de la historia del campo.

Con el fin de poder evaluar los diferentes métodos, se determinaron los procesos fundamentales que involucran cada uno de los métodos, se les otorgó un puntaje de acuerdo con su complejidad, (1= complejidad mínima, 4= complejidad alta). Después de esta evaluación, el método de dilución resultó ser el más sencillo operacionalmente, lo que coincide con los resultados obtenidos en campo y laboratorio, dado que este fue el único método que arrojó los resultados esperados de deshidratación, con %BSW por debajo de 0.5%. Lo anterior no quiere decir que el método de calentamiento o el de calentamiento + química, no sean aplicables. Actualmente se está negociando un volumen de 1000 bbls diarios de crudo Capella puro con un %BSW  $\leq$  3%, de ser exitosa esta negociación los dos métodos de dilución y calentamiento + química, se podrían aplicar simultáneamente en campo Capella, esto significaría que se requerirían alrededor de 335 bbls menos de diluyente por día. Lo que impactaría positivamente los costos del proyecto reduciendo el costo por barril del método de dilución en 4.73 USD (20%).

**Tabla 15.** Evaluación de procesos operacionales de los métodos de deshidratación aplicados en campo Capella.

Concepto	Calentamiento	Calentamiento + química	Dilución	Observaciones
Personal	3	3	2	Los métodos calentamiento y calentamiento + química requiere de 56 personas. El método dilución requiere de 54
Manejo de fluidos	2	2	4	El método dilución maneja más fluidos por la adición de diluyente
Manejo de químicos	1	3	1	Los métodos dilución y calentamiento solo usa secuestrante de H <sub>2</sub> S, el calentamiento + química adiciona antiespumante y rompedor de emulsión
Manejo de calderas	4	4	1	El método dilución solo usa una caldera, los otros dos usan 8
Uso de combustible	4	4	2	El método dilución solo usa combustible para una caldera
Mantenimiento de equipos	3	3	2	el método dilución solo adiciona dos calderas al plan de mantenimiento
Capacidad de almacenamiento	2	2	4	El método dilución adiciona 30000bbls de almacenamiento a las facilidades
<b>Total</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>16</b>	

Fuente: El autor

## 5 APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA

La aplicación de nuevas tecnologías que permitan optimizar los procesos de tratamiento y transporte de crudos extrapesados es un aspecto fundamental a tener en cuenta en la producción comercial de este tipo de crudos. Como última etapa del presente documento se plantean alternativas de aplicación de tecnologías que podrían optimizar cada uno de los procesos que se llevan a cabo en campo Capella y en general en campos de crudo extrapesado.

### 5.1 CALENTAMIENTO POR MICROONDAS

Las microondas son un tipo de energía radiante que forma parte del espectro electromagnético entre las ondas de radio y el infra rojo, cuya frecuencia fluctúa entre 300 y 30000 MHz<sup>25</sup>.

En los últimos años el calentamiento con microondas ha ganado gran popularidad, debido a que genera mayor eficiencia para acelerar la separación de la emulsión, esto tiene gran relevancia en operaciones de campo, dado que puede agilizar los procesos haciendo más cortos los tiempos de retención de los fluidos en las vasijas de proceso.

La mayor eficiencia del calentamiento con microondas se produce por medio de procesos que ocurren simultáneamente:

---

<sup>25</sup> ENRÍQUEZ, Oscar H. “Fundamentos de las emulsiones agua – aceite y su aplicación en la industria petrolera”. México D.F. – México. Universidad nacional autónoma de México, Facultad de ingeniería. 2016. P37.

- Una reducción considerable de la viscosidad, que aumenta la temperatura de la fase continua y facilita el drenaje de la película interfacial entre las gotas de agua. El calentamiento ocurre mucho más rápidamente que con el calentamiento convencional y no depende de las propiedades de conducción térmica del recipiente que contiene la muestra<sup>26</sup>.

Mientras que el calentamiento convencional se produce mediante el mecanismo de conducción / convección en el que la fuente de calentamiento transmite primero el calor al recipiente y después al fluido, el calentamiento vía microondas se produce debido a la interacción directa entre las moléculas y la radiación. Por lo tanto, el calentamiento se produce a un ritmo acelerado y es un proceso más homogéneo. Otra diferencia significativa es que el calentamiento vía microondas se transmite desde el interior del fluido hacia el exterior, de modo que las temperaturas más altas se encuentran primero en las regiones más internas del fluido irradiado.

- Las microondas inducen una rotación molecular que tiende a neutralizar el potencial Zeta de la emulsión. Las gotas de la fase dispersa de la emulsión están cargadas eléctricamente y el desarrollo de una red de cargas eléctricas en las superficies de las partículas puede afectar la distribución de iones en regiones interfaciales vecinas. Esto provoca un aumento en la concentración de iones de carga opuesta a las partículas cerca de la superficie. La rotación molecular inducida por las microondas afecta el orden de las cargas que generan esta doble capa eléctrica, que tiende a neutralizar el potencial Zeta y promueve el colapso de la emulsión<sup>27</sup>.

---

<sup>26</sup> MARTINEZ-PALOU, Rafael, et al. *Demulsification of heavy crude oil-in-water emulsions: A comparative study between microwave and thermal heating*. México D.F. Elsevier Ltd. 2013. P 6.

<sup>27</sup> *Ibid.* P7.

Varios experimentos se han llevado a cabo aplicando esta técnica con muy buenos resultados, en uno de estos se usó crudo pesado de México (16.4°API) y se preparó una emulsión inversa con el fin de transportarlo por un oleoducto (las emulsiones inversas tienen una viscosidad menor a la del crudo pesado, facilitando su transporte). El agua con la que se preparó la emulsión inversa y el agua emulsionada en el crudo originalmente, deben ser separadas del crudo. Se realizó un experimento comparativo entre un método tradicional de calentamiento y el método de microondas.

La caracterización del crudo usado y los resultados obtenidos se muestran en las siguientes tablas.

**Tabla 16.** Caracterización de un crudo pesado mexicano.

Parámetro	Valor
Gravedad API (°)	16.4
Viscosidad cinemática (50°C, mm <sup>2</sup> /s)	505.1
Contenido de sal (PTB)	3.9
Contenido de parafinas (%)	20.2
Contenido de agua (%)	0.05
Azufre total (%)	4.4
Nitrógeno total (%)	0.29
Fracciones SARA (%)	
Saturados	32.5
Aromáticos	21.8
Resinas	31.3
Asfaltenos	14.3

**Fuente:** MARTINEZ-PALOU, Rafael, *et al.* "Demulsification of heavy crude oil-in-water emulsions: A comparative study between microwave and thermal heating". México D.F. Elsevier Ltd. 2013. P3.

**Tabla 17.** Agua separada por el método de microondas y el calentamiento convencional

Tiempo (min)	Baño de aceite (vol.%)		Microondas (vol.%)	
	(1)	(2)	(1)	(2)
10	11.6	36.1	41.3	83.6
20	17.3	45.0	82.9	83.9
30	25.0	56.2	85.0	84.2
60	40.4	67.7	85.0	84.6

**Fuente:** MARTINEZ-PALOU, Rafael, *et al.* "Demulsification of heavy crude oil-in-water emulsions: A comparative study between microwave and thermal heating". México D.F. Elsevier Ltd. 2013. P7.

Aunque se ha avanzado en el estudio y los experimentos con esta tecnología, no se cuenta con evidencia específica de pruebas en campos petroleros y tampoco en crudo extrapesados, como es el caso de Campo Capella. Sin embargo, es una tecnología que ha demostrado muy buenos resultados en laboratorio, simulando las condiciones de campo, reduciendo los tiempos de tratamiento, lo que se vería reflejado en mejoramiento de la eficiencia de tratamiento y menores costos al ser la aplicación del calor puntual y no continuo como en el método convencional<sup>28</sup>.

Algunas de las ventajas del uso de la tecnología de microondas son<sup>29</sup>:

- Calentamiento sin limitaciones de transferencia de calor superficial.
- Calentamiento rápido y selectivo de las áreas húmedas y eliminación de la oxidación de la superficie del material tratado.
- Ahorros energéticos y de material.
- Alta eficiencia de transformación de energía.
- Menor emisión de energía (calor) al ambiente.

<sup>28</sup> MONTES, Erik. *Operaciones de tratamiento de crudo [Diapositivas]*. Universidad industrial de Santander. *Especialización en producción de Hidrocarburos*. 2014. Diapositiva 289.

<sup>29</sup> ENRÍQUEZ, Oscar H. "Fundamentos de las emulsiones agua – aceite y su aplicación en la industria petrolera". México D.F. – México. Universidad nacional autónoma de México, Facultad de ingeniería. 2016. P38.

## 5.2 NANOFUIDOS

Una nanopartícula, es una partícula con dimensiones menores a 100nm (1 nanómetro es la millonésima parte de un metro), actualmente dichas partículas tienen un amplio espectro de aplicaciones en campo como el biomédico, electrónico, química y agricultura entre otros. En el campo de la industria petrolera, diferentes estudios se han llevado a cabo sobre el efecto de las nanopartículas en las emulsiones de crudos pesados, la mayoría de estos tienden a buscar cómo reducir la viscosidad de estas emulsiones con el fin de mejorar la capacidad de transporte de estos fluidos.

Un estudio realizado por Stephanie Riaza et al.<sup>30</sup> Sobre el uso de nanopartículas de sílice en crudos provenientes de campo Castilla y su efecto en la estabilidad, tamaño de gota y estabilidad de la emulsión, arrojó como resultados que con la aplicación de este tipo de nanopartículas en crudos con cortes de agua mayores a 48% se logra la inversión de la emulsión w/o y su posterior estabilización, permitiendo así un deslizamiento más eficiente sobre superficies lisas, este efecto es de gran interés para el transporte de crudos extrapesados a través de líneas de superficie. Teniendo en cuenta que campo Capella se encuentra dividido en plataformas de producción y que se tiene como proyecto a futuro unir estas plataformas con la facilidad de producción principal ubicada en CAP A, esta aplicación representa gran interés.

En cuanto a procesos de rompimiento de emulsiones w/o en crudos pesados se han realizados estudios empleando nanopartículas de sílice como agente funcionalizante de polímeros desemulsificantes, dichas nanopartículas mejoran el rendimiento de estos polímeros al interactuar con los asfaltenos y resinas presentes en la capa interfacial de la emulsión desestabilizándolos, generando que se

---

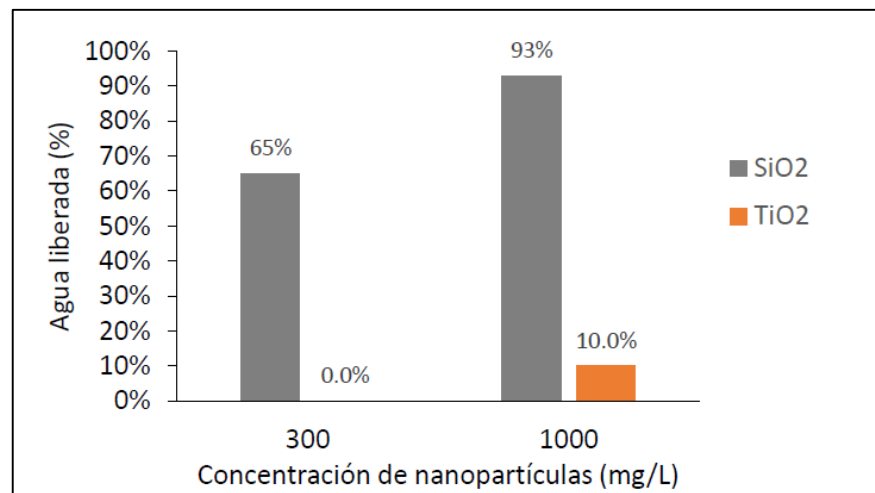
<sup>30</sup> RIAZA. Stephanie, et al. *Emulsiones con crudo pesado en presencia de nanopartículas. Boletín ciencias de la tierra No. 36. Universidad nacional de Colombia. Bogotá. 2014. P1.*

presente una reducción significativa en los tiempos de deshidratación de la emulsión<sup>31</sup>.

En Colombia, González et al.<sup>32</sup> han llevado a cabo estudios de rompimiento de emulsiones con un crudo extrapesado, de la cuenca de los llanos orientales con una gravedad API de 8° y 414 cP @70°C de viscosidad. En dicho estudio se utilizó un rompedor comercial y nanopartículas de sílice y dióxido de titanio y se evalúa su efecto en rompimiento de la emulsión.

Los resultados obtenidos muestran una eficiencia del 93% para las nanopartículas de sílice y tan solo un 10% para las de dióxido de titanio en una concentración de 1000 mg/L.

**Gráfica 20.** Eficiencia de separación de agua para diferentes concentraciones de nanopartículas de SiO<sub>2</sub> y TiO<sub>2</sub>



**Fuente:** GONZALEZ, E. et al. "Efecto de nanopartículas de diferente naturaleza química sobre la reología y separación de agua en emulsiones de agua en crudo pesado". Congreso colombiano del petróleo. ACIPET. Bogotá. 2017. P7.

<sup>31</sup> GONZALEZ, E. et al. "Efecto de nanopartículas de diferente naturaleza química sobre la reología y separación de agua en emulsiones de agua en crudo pesado". Congreso colombiano del petróleo. ACIPET. Bogotá. 2017. P2.

<sup>32</sup> Ibid., P2.

### 5.3 DILUCIÓN Y DESASFALTADO

El proceso de dilución no solo puede llevarse a cabo como en campo Capella con el fin de deshidratar el crudo y obtener una mezcla de mejor calidad que permita su transporte y comercialización, esta técnica se puede llevar un poco más allá y lograr el retiro de asfaltenos y otros contaminantes del crudo y la recuperación de diluyente. La técnica optimizada del tratamiento de dilución es aplicada por Ecopetrol, bajo patente internacional.

La técnica patentada por Ecopetrol se relaciona con un proceso para deshidratar y remover en línea asfaltenos de crudos pesados y extrapesados. El proceso es aplicado en boca de pozo e incluye dos fases, una de deshidratación y una de desasfaltado. En la primera se realiza adición de solvente en relación crudo: solvente de 3:1, remoción de agua libre, calentamiento, adición de rompedores de emulsión y asentamiento para remoción del agua emulsionada. En la segunda fase del proceso se extraen los asfaltenos, dicha fase se compone de varias etapas, en la primera se adiciona más solvente en relación crudo solvente 1:4 para lograr la precipitación de los asfaltenos, esto se hace mediante un proceso continuo en línea, a través de mezcladores estáticos que permiten obtener asfaltenos de gran tamaño (> 20 micras); en una segunda etapa la mezcla crudo – solvente es llevada a un separador con diseño especial que permite continuar con la separación de asfaltenos de menor tamaño; en la tercera etapa la mezcla se somete a un proceso de destilación que permite recuperar el solvente y recircularlo al proceso, en una cuarta etapa los residuos de los fondos de los tanques y vasijas de este proceso, pasan a un tambor flash donde se recupera el crudo y el solvente<sup>33</sup>.

---

<sup>33</sup> *ECOPETROL S.A. "Proceso para tratamiento de crudos pesados y extrapesados a boca de pozo para mejorar sus condiciones de transporte". Inventor. BARRERO, Rigoberto et al. Numero de publicación internacional WO200/050582 A2. Fecha de solicitud: 17 de octubre de 2008. Colombia.*

Todo este proceso se desarrolla a condiciones moderadas de presión y temperatura en un rango de presión de 60-100 psi y de temperatura de 600 – 100°C.

**Tabla 18.** Comparativo antes y después del proceso de mejoramiento de un crudo extrapesado mediante el proceso patentado por Ecopetrol S.A.

Característica	Crudo original	Crudo mejorado
°API	8.7	16
Viscosidad a 30°C, Pa.s	310	1.87
Azufre, % en peso	3.4	2.4
Níquel, ppm	108	45
Vanadio, ppm	552	184

**Fuente:** ECOPETROL S.A. “Proceso para tratamiento de crudos pesados y extrapesados a boca de pozo para mejorar sus condiciones de transporte”. Inventor. BARRERO, Rigoberto et al. Numero de publicación internacional WO200/050582 A2. Fecha de solicitud: 17 de octubre de 2008. Colombia

Al retirar los asfaltenos y otros contaminantes como níquel y vanadio, se eleva la calidad del crudo disponible para venta aumentando su valor comercial, además se reduce la viscosidad del crudo mejorando los procesos de transporte y disminuyendo costos operativos.

## 6 CONCLUSIONES

- El método de dilución es el único con el que se alcanza el parámetro de calidad en cuanto a  $\%BSW \leq 0.5\%$ , para venta de crudo del campo Capella.
- Las facilidades de producción tienen la capacidad de manejar cualquiera de los tres procesos de deshidratación evaluados.
- En caso de vender crudo Capella puro, el método más aplicable es el de calentamiento + química, dado que ofrece mayor capacidad de manejo de fluidos por reducción de tiempos de tratamiento.
- Al aplicar el método de dilución es posible lograr la deshidratación completa del máximo potencial de producción de campo Capella.
- El método de dilución resulta ser el más seguro, teniendo en cuenta las facilidades instaladas en campo Capella y los procesos operativos aplicados en este método.
- Los tiempos de deshidratación se reducen drásticamente con el método de dilución lo que significa que se tiene más capacidad operativa.
- El método de dilución a pesar de ser el más costoso, ofrece beneficios operacionales, de HSE y logra el objetivo propuesto de deshidratar el crudo Capella hasta condiciones de venta directa. Mejorando tiempos, aumentando la capacidad operativa de las facilidades de campo Capella y evitando reprocesos de fluidos. De esta manera se viabiliza el desarrollo de campo Capella para lograr su máxima producción actual y futura.

- La aplicación de nuevas tecnologías, que permitan optimizar procesos, como transporte y deshidratación en los campos de producción de crudos extrapesados es fundamental, para hacerlos técnica y económicamente viables.
- La aplicación de tecnologías de deshidratación en campo capella se encamina hacia la deshidratación por el método de dilución y desde ya se trabaja en la optimización de este proceso de tal manera que permita obtener un crudo mejorado, mediante un proceso como el de Ecopetrol.

## 7 RECOMENDACIONES

- Habilitar las líneas troncales de transporte de fluidos entre las diferentes plataformas de campo Capella, de esta manera se puede realizar el movimiento de fluidos de una forma más eficiente y segura.
- Buscar en el mercado nacional más proveedores de diluyente y mejores precios para los volúmenes requeridos, esto con el fin de no depender de una sola fuente de abastecimiento.
- Realizar análisis de laboratorio para determinar si se presentan microemulsiones debido a la excesiva recirculación de fluidos para homogenizar la mezcla de crudo Capella – diluyente 3.
- Instalar mezcladores en las salidas de los manifold de las distintas plataformas a fin de poder mezclar el crudo Capella con el diluyente 3 y así evitar la recirculación excesiva.
- Analizar y probar nuevas técnicas de tratamiento para el crudo extrapesado de campo Capella, con el fin de optimizar el proceso en términos operativos y de costos.

## BIBLIOGRAFIA

ANTON DE SALAGUER, Raquel E. “Tensión interfacial”. Mérida – Venezuela. Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería, Escuela de ingeniería química.2005. 12p.

ARNOLD, Ken; STEWARD, Maurice. “Surface production operations design of oil handling systems and facilities” Tercera edición. Oxford, UK. Elsevier Inc.2008. 722p.

ECOPETROL S.A. “Proceso para tratamiento de crudos pesados y extrapesados a boca de pozo para mejorar sus condiciones de transporte”. Inventor. BARRERO, Rigoberto et al. Numero de publicación internacional WO200/050582 A2. Fecha de solicitud: 17 de octubre de 2008. Colombia.

ENRÍQUEZ, Oscar H. “Fundamentos de las emulsiones agua – aceite y su aplicación en la industria petrolera”. México D.F. – México. Universidad nacional autónoma de México, Facultad de ingeniería. 2016. 115p.

GONZALEZ, E. et al. “Efecto de nanopartículas de diferente naturaleza química sobre la reología y separación de agua en emulsiones de agua en crudo pesado”. Congreso colombiano del petróleo. ACIPET. Bogotá. 2017. 14p.

GONZALEZ P. Julio. “diseño de oleoductos para crudos pesados y extrapesados”. Curso. Bogotá D.C. 2011. 536p.

HERNANDEZ PEREZ, Cesar Gabriel. “Evaluación técnica – económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones SDN-1 y BUEF-2, distrito sur San Tomé”. Trabajo de grado. Universidad de oriente.

Núcleo de Monagas. Escuela de ingeniería de petróleo. Maturín – Monagas – Venezuela. 2006. 154p.

KOKAL, Sunil. “Crude oil emulsions: A state of the art review”. San Antonio - Texas. SPE annual technical conference and exhibition. 2002. 11p.

LOAYZA QUIÑONES, Pablo Arnaldo. “Tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del oleoducto Norperuano”. Trabajo de grado. Universidad nacional mayor de San Marcos. Facultad de química e ingeniería química. Lima – Perú. 2016. 170p

MARTINEZ-PALOU, Rafael, *et al.* “Demulsification of heavy crude oil-in-water emulsions: A comparative study between microwave and thermal heating”. México D.F. Elsevier Ltd. 2013. 8p.

MARTINEZ QUIROZ, Juan José. “Deshidratación de crudo pesado en la terminal marítima Dos Bocas”. Trabajo de grado. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería. México, D.F. – México. 2009. 114p.

MONTES. Erik. Operaciones de tratamiento de crudo [Diapositivas]. Universidad industrial de Santander. Especialización en producción de Hidrocarburos. 2014. 307 Diapositivas.

MORADI, M; ALVARADO, V; HUZURBAZAR, S. “Effect of Salinity on Water-in-Crude Oil Emulsion: Evaluation through Drop-Size Distribution Proxy”. Department of Chemical and Petroleum Engineering and Department of Statistics, University of Wyoming. 2010. 9p.

MORENO SALAS; Ana Patricia. “Estudio experimental para la caracterización fisicoquímica de aceites extra-pesados producidos en México”. Trabajo de grado.

Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería química e industrias extractivas. Departamento de ingeniería química petrolera. México D.F. – México. 2015. 124p.

PARRA PINZON, Ricardo. “Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos”. Segunda edición. Neiva – Huila: Editorial Universidad Surcolombiana, 2011. 357p.

RIAZA, Stephanie; CORTÉS, Farid B.; OTALVARO, Julián. Emulsions with heavy crude oil in presence of nanoparticles. Boletín de Ciencias de la Tierra, [S.l.], n. 36, p. 55-68, jul. 2014. ISSN 2357-3740.

RICO, Leidy; RODRIGUEZ, *et al.* “Construcción de una planta de estabilización y deshidratación de crudo extrapesado para la refinación en Venezuela”. Trabajo de grado. Universidad de los Andes. Facultad de ingeniería. Escuela de ingeniería química. Mérida – Venezuela. 2012. 50p.

SANTOS SANTOS, NICOLÁS. “Operación de tratamientos de crudos”. Especialización en producción de hidrocarburos. Bogotá. D.C. Universidad industrial de Santander. 214. 327p.

SCHRAMM, Laurier L. “Petroleum emulsion, Basic principles”. Washington DC, American chemistry society. 1992. 49p.

VALLADARES MARFISI, Shirley. “Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos”. Trabajo de grado. Universidad de los Andes. Facultad de ingeniería. Escuela de ingeniería química. Mérida – Venezuela. 2005. 134p.

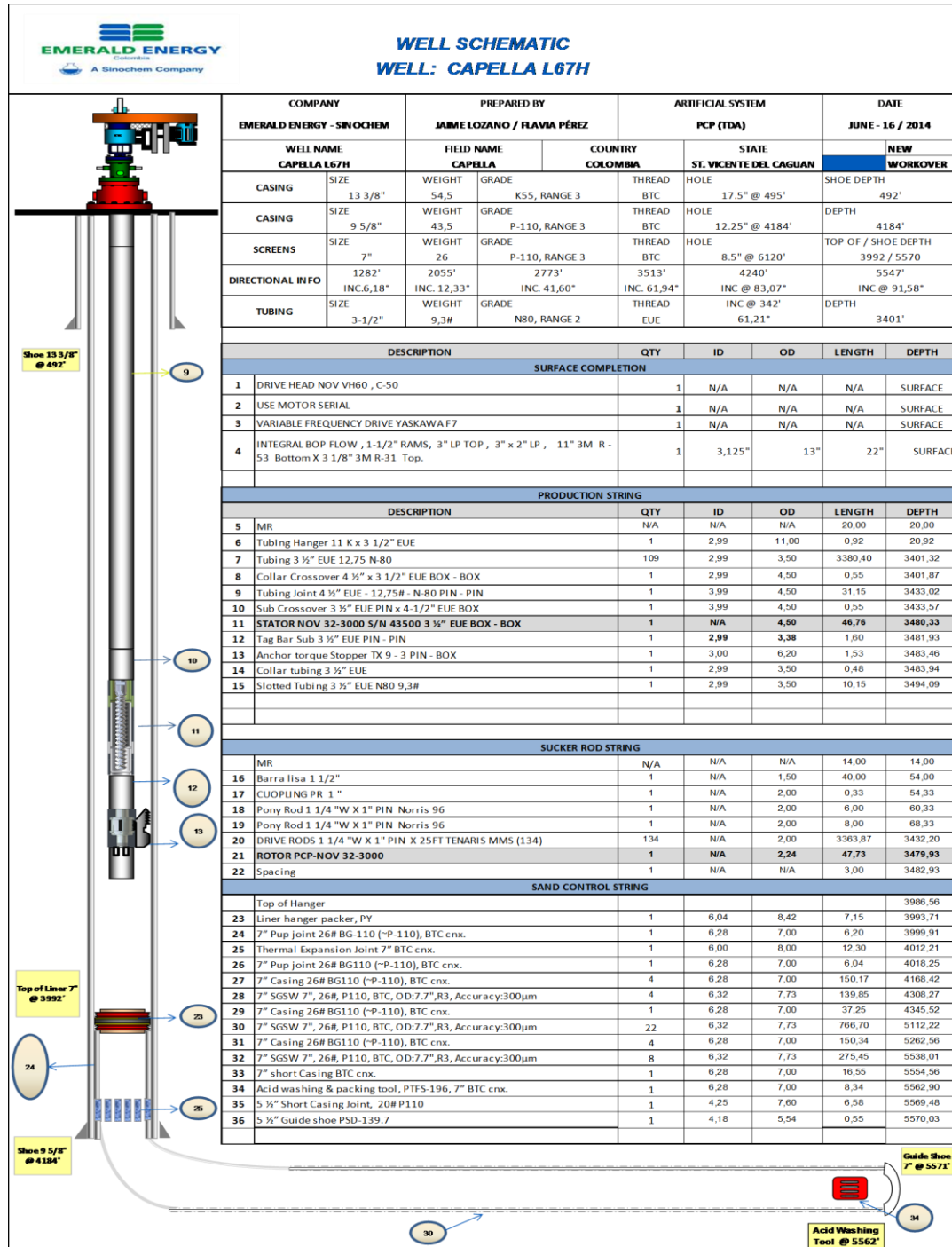
VELASCO, Edison. “Separación de crudos pesados” En Heavy oil workshop 2010. Villavicencio – Meta, Society of petroleum engineers, 2010. 29p.

WARREN, Kenneth W. "New tools for heavy oil dehydration" En SPE ITOHOS/ICHWT Conference. Alberta – Canadá, Society of petroleum engineers, 2002. 6p.

YOVERA SOSA, Manuel A. "Tecnología del tratamiento de desalado de crudos". Tesis de grado. Universidad de Piura. Facultad de ingeniería de minas. Escuela profesional de ingeniería de petróleo. Piura – Perú. 2014. 107p

## ANEXOS

### ANEXO A. ESTADO MECÁNICO TÍPICO DE UN POZO DE CAMPO CAPELLA




## ANEXO B. POTENCIAL OPERATIVO POZOS CAMPO CAPELLA

Pozo	ALS	Formación	RPM	BFPD	BS&W	BOPD
CP-A1	PCP	Conglomerado	150	125	38.0	78
CP-A3	PCP	Conglomerado	180	300	80.8	58
CP-A101H	PCP	Conglomerado	90	176	48.7	90
CP-B2	PCP	Conglomerado	80	82	14.0	71
CP-B22H ST1	PCP	Mirador	40	63	8.8	58
CP-B25H	PCP	Conglomerado	65	176	59.0	72
CP-B32H	PCP	Mirador	40	25	6.0	24
CP-B33H	PCP	Mirador	40	23	5.8	22
CP-C5	PCP	Conglomerado	90	110	64.6	39
CP-E8	PCP	Conglomerado	70	182	72.0	51
CP-E63H	PCP	Conglomerado	160	395	67.6	128
CP-F7	PCP	Mirador	140	505	78.6	108
CP-F10H	PCP	Mirador	63	129	1.4	127
CP-F12H ST1	PCP	Mirador	60	49	1.8	48
CP-F13H	PCP	Mirador	50	22	1.8	21
CP-F16H	PCP	Mirador	60	186	59.6	75
CP-F87	PCP	Mirador	40	12	1.6	12
CP-L11	PCP	Mirador	40	27	94.0	2
CP-L17H ST1	PCP	Mirador	72	189	68	60
CP-L18H	PCP	Mirador	115	283	64	102
CP-L67H	PCP	Mirador	120	211	86	30
CP-O27H	PCP	Mirador	95	226	25.8	168
CP-O28H	PCP	Mirador	40	71	22.2	55
CP-O65H	PCP	Mirador	40	83	25.2	62
CP-P73	PCP	Mirador	40	21	1.5	21
CP-P88H	PCP	Mirador	115	136	31.6	93
CP-P89H	PCP	Mirador	85	125	1.0	124
CP-R30	PCP	Mirador	50	41	6.0	38
CP-R53H	PCP	Mirador	210	263	2.2	258
CP-R55H	PCP	Mirador	0	0	0.0	0
CP-R56H	PCP	Mirador	90	108	2.2	106
CP-R62H	PCP	Mirador	125	210	8.1	193
CP-R94H	PCP	Mirador	148	252	20.5	200
CP-R95H	PCP	Mirador	168	333	22.6	258
CP-S35H ST2	PCP	Mirador	170	89	2.8	86
CP-S36H	PCP	Mirador	140	229	1.4	226
CP-S38H ST1	PCP	Mirador	40	82	2.7	80
CP-S39	PCP	Mirador	40	9	2.8	9
CP-S57H	PCP	Mirador	95	239	1.6	235
CP-S110H	PCP	Mirador	90	228	1.5	225
CP-Z19	PCP	Conglomerado	100	156	69.0	48
CP-Z29H ST1	PCP	Mirador	120	5	1.7	5
CP-Z103H	PCP	Mirador	56	97	3.0	94
<b>Totales</b>				<b>6274</b>	<b>38.5</b>	<b>3859</b>


## ANEXO C. LISTADO DE EQUIPOS DE CAMPO CAPELLA

PLATAFORMA	EQUIPO	CANTIDAD	CAPACIDAD NOMINAL	CAPACIDAD TOTAL
A	Tanque almacenamiento horizontales	7	500 Bls	3500 Bls
	Tanque almacenamiento vertical	9	500 Bls	4000 bls
	Caldera	1	150 BHP	150 BHP
	Tanques almacenamiento diésel	2	3780 Glns	7200 Glns
	Manifold de producción	1	-	-
	Generador Power team	1	1500 KVA	1500 KVA
	Intercambiador de calor	1	-	-
	Cargadero crudo y agua	1	-	-
	Bomba cargue (crudo/agua)	5	2,4 BPM	12 BPM
	Laboratorio	1	-	-
	Bombas Sistema Contraincendios	1	-	-
	CCM	1	-	-
	Campamento y facilidades administrativas	1	-	-
CPF	Compresor	2	70 SCFM	SCFM
	Cargadero crudo y agua	1	-	-
	Bomba cargue (crudo/agua)	3	33 BPM	33 BPM
	Gun Barrel	2	10000 bls	20000 Bls
	Tanque almacenamiento	1	10000 bls	10000 Bls
	Tanque almacenamiento diésel	1	10000 Glns	10000 Glns
	CCM	1	-	-
	Subestación eléctrica	1	34,5 KVA	34,5 KVA
	Manifold de distribución de despachos y transferencias	1	-	-
	PLC	1	-	-
	Caja API	1	20 Bls	20 Bls
	Tanque almacenamiento de agua	1	250 Bls	250 Bls
	Generador	1	800 KVA	800 KVA
	Caldera	2	600 BHP	1200 BHP
	B	Tanque almacenamiento	5	500 Bls
Caldera		1	100 BHP	100 BHP
Manifold de producción		1	-	-
Compresor		1	30 SCFM	30 SCFM
Cargadero crudo y agua		1	-	-
Bomba cargue (crudo/agua)		2	2,4 BPM	4,8 BPM
F	Tanque almacenamiento	5	500 Bls	2000 Bls
	Caldera	1	100 BHP	100 BHP
	Manifold de producción	2	-	-
	Generador	1	400 KVA	400 KVA
	Compresor	1	30 SCFM	30 SCFM
	Bomba transferencia troncal	1	2 BPM	2 BPM
	Cargadero crudo y agua	1	-	-
	Bomba cargue (crudo/agua)	2	2,4 BPM	4,8 BPM
L	Tanque almacenamiento	3	500 Bls	1500 Bls
	Caldera	1	50 BHP	50 BHP
	Manifold de producción	1	-	-
	Generador	1	250 KVA	250 KVA
	Bomba cargue (crudo/agua)	1	2,4 BPM	2,4 BPM
R	Tanque almacenamiento	5	500 Bls	2000 Bls
	Caldera	1	100 BHP	100 BHP
	Compresor	1	30 SCFM	30 SCFM
	Manifold de producción	1	-	-
	Bomba transferencia troncal	1	2 BPM	2 BPM
	Cargadero crudo y agua	1	-	-
	Bomba cargue (crudo/agua)	2	2,4 BPM	4,8 BPM
E	Tanque almacenamiento	3	500 Bls	1500 Bls
	Caldera	1	50 BHP	50 BHP
	Manifold de producción	1	-	-
	Cargadero crudo y agua	1	-	-
O	Tanque almacenamiento	3	500 Bls	1500 Bls
	Cargadero crudo y agua	1	-	-
	Bomba cargue (crudo/agua)	1	2,4 BPM	2,4 BPM
S	Tanque almacenamiento	4	500 Bls	1500 Bls
	Caldera	1	100 BHP	100 BHP
	Manifold de producción	1	-	-
	Compresor	1	30 SCFM	30 SCFM
	Cargadero crudo y agua	1	-	-
Z	Bomba cargue (crudo/agua)	2	2,4 BPM	4,8 BPM
	Tanque almacenamiento	3	500 Bls	1500 Bls
	Manifold de producción	1	-	-
	Caldera	1	100 BHP	100 BHP
	Cargadero crudo y agua	1	2,4 BPM	2,4 BPM

## ANEXO D. ANÁLISIS DE RIESGOS PARA LAS CALDERAS DE CAMPO CAPELLA

EQUIPMENTS & FACILITIES RISK AND CONTROL CARD TARJETA DE IDENTIFICACION Y CONTROL DE RIESGOS PARA EQUIPOS Y FACILIDADES								
FIELD / CAMPO: CAMPO CAPELLA / CAPELLA FIELD		1-EQUIPMENT OR FACILITY DESCRIPTION / DESCRIPCION DEL EQUIPO O FACILIDAD						
		<p><b>Name / Nombre Boiler</b>  <b>Function / Funcion:</b> Heating system for production fluids.  <b>Process variables / variables de proceso:</b> Temperature, pressure, Electricity  <b>Energies in the process / Energias involucradas en el proceso:</b> mechanical, electrical, chemical  <b>Who is authorized for MOC / Quien es la autoridad para MOC:</b> field Superintendent / Production Engineer  <b>Who is authorized for shut down / Quien autoriza las paradas del equipo:</b> field Superintendent / Production Engineer  <b>Where is equipment emergency shut down / En donde esta la parada de emergencia del equipo:</b> Main board control</p>						
2-PROCESSES / EQUIPMENTS WITH THE EQUIPMENT INTERACT - PROCESOS / EQUIPOS CON LOS QUE ESTE EQUIPO INTERACTUA								
Storage tanks / heat exchanger								
3-RISK IDENTIFICATION - CONTROL MEASURES - OPERATIVE EMERGENCIES ACTIONS SUMMARY / IDENTIFICACION DE RIESGOS - MEDIDAS DE CONTROL--RESUMEN ATENCION EMERGENCIA OPERATIVA								
No.	RISK / RIESGO	CONSEQUENCE / CONSECUENCIA	CONTROL MEASURES / MEDIDAS DE CONTROL	RISK LEVEL (I /II/III / IV)- ACCORDING SINOCHEM RISK MATRIX / NIVEL DE RIESGO DE ACUERDO A LA MATRIZ SINOCHEM	SAFETY DEVICES / INSTRUMENTOS O GUARDAS SEGURIDAD	RESPONSIBLE OF OPERATIVE STATUS AND CONTROL / RESPONSABLE DE LA OPERATIVIDAD Y DEL CONTROL	DIRECT JOB POSITION WHO OPERATE / CARGO DIRECTO QUE OPERA EL EQUIPO	ACTION PLAN - OPERATIVE EMERGENCY / PLAN DE ACCION EMERGENCIA OPERATIVA
1	High pressure presence, 80 - 145 psi	pressure release. With possibility of people injury, release oil derivating in oil spill, hazardous atmospheres with probability of fire and explosion, environment affectation because pollution in air and soil contamination, material damages above US 50000, Company image affectation	Operational inspections each 0,5 hr. Requires strict compliance with maintenance routines. Follow operation procedures. Technician expert in field to operating this equipment. Signaling and use EPP. Install alarm audible and visual for HLS, LLS.	2	Automatic pressure switch to HLS, LLS, HPS & LPS. Manometers, PSV. Cellar grids.	Production Supervisor on operation. maintenance Supervisor in maintenance	Operator and Auxiliary production	Automatic shut-off of high pressure and low pressure switches. During the evidence of the high pressure parameters it should be switched off immediately. Electrical and fuel insulation
2	High Temperature 90-100 °C	leak of steam at high temperature whit possibility od people injury, pipe lines at high temperature whit possibility of people injury and material damage. Above US 50000. Company image affectation	Operational inspections each 0,5 hr. Requires strict compliance with maintenance routines. Follow operation procedures. Technician expert in field to operating this equipment. Thermal isolation. Signaling and use EPP. Install alarm audible and visual for HLS, LLS, HPS & LPS. In process. Avoid to operating on clusters. Use technology of blending or inverse.	2	Thermometer. PSV. HLS, LLS, HPS & LPS. High Pressure and Low Pressure Switches. Thermal isolation. Burner calibrated	Production Supervisor on operation. maintenance Supervisor in maintenance	Operator and Auxiliary production	Automatic shut-off of high pressure and low pressure switches. During the evidence of the high pressure parameters it should be switched off immediately. Electrical and fuel insulation
3	Oil spill	Environmental contamination soils, grass, material damages, Company image affectation. Because external fuel storage for boiler	Operational inspections each 0,5 hr. Lubrication of valves. Perimetry gutter. Area signaling (Isolation) plan for management of pipelines integrity. Calibrated tank for filling tank constant surveillance. operative procedure stabilished	2	tank and valves free of leaks. Cellar grids	Production Supervisor on operation. maintenance Supervisor in maintenance	Operator and Auxiliary production	Automatic shut-off of high pressure and low pressure switches. During the evidence of the high pressure parameters it should be switched off immediately. Electrical and fuel insulation
4	Electrical risk (400V)	Personal injuries. Material damage. Fire - Explosion	Operational inspections each 0,5 hr. Requires strict compliance with maintenance routines. Follow operation procedures. Technician expert in field to operating this equipment. Thermal isolation. Signaling and use EPP.	2	main board control. electrical instalations fulfill the standard for this type of equipment. Grounding equipment	Production Supervisor on operation. maintenance Supervisor in maintenance. Specialist contractor for PCP units	Specialist contractor for PCP units. Operator and Auxiliary production. electrical technician	Electrical and fuel insulation

## ANEXO E. ANALISIS DE SEGURIDAD PARA DESCARGUE DE DILUYENTE

EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA		Rev	Pag								
Doc. Título: JSA Form-Formato AST		4									
Doc. No.: HSE-G-F002-01											
ACTIVIDAD/Área: Descargue de diluyentes <60API en ICF y Clusters		Área: Capella									
Campo: Capella		Fecha: JULIO 2017									
		Pag.									
<b>Metodología de llenado</b> 1. Complete datos requeridos del encabezado 2. Diligencie cada una de las actividades a realizar detallando Descripción del trabajo, Que puede fallar/peligros, Que puede pasar / consecuencias y Como se puede evitar (barreras existentes) 3. Cada actividad se analiza en tres etapas: <b>LESION TRABAJADOR, DAÑO MATERIAL (ACTIVOS) y DERRAMES</b> , para cada una se debe seleccionar, de la lista desplegable su debida <b>CONSECUENCIA Y PROBABILIDAD DE OCURRENCIA</b> . A. Automáticamente se completaran <b>C, P, R y RIESGO GENERAL</b> de cada actividad. La siguiente simbología confirmara: Símbolo verde (chuleado) un riesgo menor en la actividad Símbolo amarillo (interrogante) un riesgo medio de la actividad Símbolo rojo (equis) un riesgo alto de la actividad											
N°	Descripción del trabajo	Que puede fallar / Peligros	Que puede pasar / consecuencias	Como se puede evitar (barreras existentes)	C	P	R	RIESGO GENERAL	Barreras adicionales	CONSECUENCIA	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA
<b>1. Medición de las condiciones en tiempo real de los tanques de proceso</b>											
1.1.	Alistamiento de las herramientas de trabajo	Sistemas de ascenso a tanques en mal estado, sistemas presurizados (al abrir escotilla del tanque), fugas en el sistema, presencia de vapores en el área, piso húmedo, errores humanos, ruptura de material de vidrio.	Lesión osteomuscular Inhalación de vapores, mareos Irritación de la piel por contacto con hidrocarburos, derrames de las muestras tomadas del tanque (contaminación del suelo),	Uso de los elementos de protección personal (Botas, gafas, ropa de trabajo, guantes, máscara para vapores orgánicos), señalización del área de trabajo, seguir los procedimientos y protocolos establecidos para la medición y toma de muestras en tanques. Subir cuidadosamente al tanque sosteniéndose de la baranda. Realizar inspecciones del estado físico de las escaleras de ascenso a los tanques, solicitar el respectivo mantenimiento en caso de ser requerido.	1	B	B			LESION trabajador	Primeros Auxilios Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
1.2.	Ascenso al tanque por escaleras				1	B	B			DAÑO MATERIAL ACTIVOS	200 a 1.000 Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
1.3.	Medición del nivel del tanque con la cinta de medición	Mal estado de las escaleras de ascenso al tanque Riesgo locativo			1	B	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl. Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
1.4.	Toma de muestras a 3 niveles (superficie, medio, fondo, según nivel total de fluido en el tanque) para determinación de API y S&SW				1	B	B			LESION	Primeros Auxilios Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
<b>2. Inspección del vehículo</b>											
2.1.	Verificación de la guía de transporte (placa del vehículo, procedencia, número de guía, tipo de fluido transportado, volumen)	Superficie del tanque húmeda, Sistema presurizado, Generación de chispa, Presencia de gases y vapores en el área, Trabajo en alturas entre 3-3,5m Arnés en mal estado	Lesiones osteomusculares, Derrame e impacto ambiental, incendio/explosión, inhalación de vapores (pérdida del conocimiento), Caídas, Fracturas, raspones, laceraciones	Uso de elementos de protección personal (casco, guantes, gafas, botas, ropa de seguridad, máscara para vapores orgánicos) Uso del arnés de cuerpo entero Prohibido el uso de celular y otros equipos electrónicos que no sean a prueba de explosión Realizar la inspección diaria del buen estado de los arnes y diligenciar el formato correspondiente. Realizar la solicitud de cambio de arnés en caso de que este no cumpla con los requerimientos de calidad exigidos.	1	B	B			DAÑO MATERIAL ACTIVOS	200 a 1.000 Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
2.2.	Ubicación del vehículo en zona de inspección y aseguramiento con polo a tierra				1	B	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl. Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
2.3.	Verificación del estado y número de los sellos del vehículo en boquilla de descarga y escotillas superiores				1	B	B			LESION	Primeros Auxilios Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
<b>3. Perfilación del Vehículo</b>											
3.1.	Retiro de los sellos de las escotillas superiores del vehículo.			Rutas de evacuación señalizadas. Aplicar el sentido común y buen criterio Realizar procedimiento de abrir escotillas de manera lenta Utilizar EPP adecuado (respirador para gases y vapores orgánicos, guantes nitrilo, gafas de seguridad, ropa de trabajo, botas de seguridad) Utilizar arnés cuerpo entero Utilizar línea de posicionamiento Bloqueo electrónico del vehículo (master)	2	B	B			LESION	Tratamiento Médico o Trabajo Restringido Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
3.2.	Apertura de las escotillas superiores del vehículo (se debe realizar cuidadosamente, evitando al máximo golpes o movimientos bruscos que puedan generar chispas)	Superficie del tanque húmeda, Sistema energizado, Sistema presurizado, Generación de chispa, Presencia de gases y vapores en el área, Trabajo en alturas entre 3-3,5m, cuerda del ladrón o sacamuestras en mal estado, Material de vidrio roto con partes punzantes, Contaminación de suelos, posturas inadecuadas, contacto de hidrocarburos con la piel o con los ojos Arnés en mal estado Generación de Carga electrostáticas Generación de chispa al golpear los metales	Lesiones personales (caídas, fracturas, raspones, lesión osteomuscular) Derrame e impacto ambiental, generación de residuos contaminantes, irritación de la piel y ojos incendio/explosión, inhalación de vapores (pérdida del conocimiento)	Uso de cinta métrica en bronce Prohibido uso de celular y otros equipos electrónicos que no sean a prueba de explosión Ubicación de sistema protección contra incendios Aplicación lista de chequeo vehículos con crudo Realizar la inspección diaria del buen estado de los arnes y diligenciar el formato correspondiente. Realizar la solicitud de cambio de arnés en caso de que este no cumpla con los requerimientos de calidad exigidos. No golpear metales que puedan generar chispas	1	B	B			DAÑO MATERIAL ACTIVOS	200 a 1.000 Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
3.3.	Medición de la temperatura del fluido (con TPF o con pistola de temperatura)				1	B	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl. Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
3.4.	Medición del nivel de fluido de cada compartimento y comparación con tabla de aforo del tanque del vehículo				2	B	B			LESION	Tratamiento Médico o Trabajo Restringido Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
3.5.	Toma de muestras a 3 niveles (superficie, medio, fondo, según nivel total de fluido en el tanque) para análisis posterior en laboratorio (S&SW, API, Parafinas, resinas, puntos de inflamación, etc)				1	B	B			DAÑO MATERIAL ACTIVOS	200 a 1.000 Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
3.6.	Cierre de las escotillas (suavemente evitando movimientos bruscos o golpes que puedan generar chispa.				1	B	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl. Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
<b>4. Alistamiento para el descargue del vehículo</b>											
4.1.	Señalización del área de descargue	Presencia de vapores orgánicos en el área, mal estado de la manguera de descargue, conexión de la manguera de descargue al carrotanque, Generación de chispas Obstrucción en el área Generación de cagas electrostáticas	Inhalación de vapores, Machacones en la manos, incendio/explosión Raspaduras	Rutas de evacuación señalizadas, Utilizar EPP adecuado (respirador para gases y vapores, guantes, gafas de seguridad, ropa de trabajo, botas de seguridad, Verificación del estado de las conexiones a la red de polo a tierra. Verificar que las luces de aviso del polo a tierra estén en verde, Evitar los golpes entre metales	1	B	B			LESION	Primeros Auxilios Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
4.2.	Ubicación y aseguramiento del vehículo en la baha de descargue				1	B	B			DAÑO MATERIAL ACTIVOS	200 a 1.000 Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
4.3.	Conexión del polo a tierra				1	B	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl. Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
4.4.	Conexión de la manguera de descargue a la boquilla de salida del vehículo				1	B	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl. Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.



EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA		Doc. Título		Doc. No.		Rev		Pag		Metodología de llenado		
		JSA Form-Formato AST		HSE-G-FO02-01		4				1. Completar datos requeridos del encabezado		
ACTIVIDAD/Área: Descargue de diluyentes «COAPI en ICF y Clusters		Fecha: JULIO 2017		Área: Capella		PWT No.		Pag.		2. Diligenciar cada una de las actividades a realizar detallando Descripción del trabajo, Qué puede fallar/peligros. Qué puede pasar / consecuencias y Como se puede evitar (barreras existentes)		
Campo: Capella										3. Cada actividad se analiza en tres etapas LESION TRABAJADOR, DAÑO MATERIAL (ACTIVOS) y DERRAMES, para cada una se debe seleccionar, de la lista preestablecida, la categoría CONSECUENCIA y PROBABILIDAD DE OCURRENCIA.		
										4. Adicionalmente se completaran, C, P, R y RIESGO GENERAL de cada actividad. La siguiente simbología confirma: Símbolo verde (chuleado) un riesgo menor en la actividad Símbolo amarillo (interrogante) un riesgo medio de la actividad Símbolo rojo (equis) un riesgo alto de la actividad		
N°	Descripción del trabajo	Que puede fallar / Peligros	Que puede pasar / consecuencias	Como se puede evitar (barreras existentes)	C	P	R	RIESGO GENERAL	Barreras adicionales	CONSECUENCIA	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
5.	<b>Alineación del sistema de descargue</b>											
5.1.	Realización del diagrama de proceso (identificar sistemas y equipos involucrados: bombas, válvulas de control, sistema de mezclado, sistemas de medición, tanques de recepción, bifurcaciones de la alineación principal).	Incorrecta alineación del sistema de descargue del diluyente. Líneas de tubería calientes. Generación de chispas. Manijas de las válvulas de corte. Presencia de vapores orgánicos en el área. Líneas y sistemas presurizados	Derrames, contaminación del suelo, Inhalación de vapores, Incendio/explosión, Laceraciones con manijas de válvulas en mal estado, Lesiones musculares	Mantener posiciones ergonómicas adecuadas de acuerdo a los movimientos y fuerzas a realizar. Seguir el paso a paso y las recomendaciones de los procedimientos de descargue (abierto, cerrado). Revisión y mantenimiento de las válvulas del sistema (deben contar con manija en buen estado)	1	B	B			LESION	Primeros Auxilios	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
5.2.	Apertura de válvulas del sistema principal de alineación y cierre de las válvulas que puedan generar desvío del fluido hacia otros tanques (tener en cuenta que tanto la válvula de entrada al tanque como la salida del carrotanque deben estar cerradas previo al inicio del descargue)				2	B	B			DAÑO MATERIAL	1.001 a 5.000	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
5.3.	Apertura de válvulas del sistema principal de alineación y cierre de las válvulas que puedan generar desvío del fluido hacia otros tanques (tener en cuenta que tanto la válvula de entrada al tanque como la salida del carrotanque deben estar cerradas previo al inicio del descargue)				2	B	B			DERRAMES	Fuga /derrame menor 1-7 Bbls	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
6.	<b>Descargue del diluyente</b>											
6.1.	Apertura de las escotillas superiores del vehículo			No iniciar operación hasta dada la orden del auxiliar líder de operaciones, ingeniero o supervisor de producción, Cerrar válvulas antes de descoplar.	2	B	B			LESION	Tratamiento Médico o Trabajo Restringido	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
6.2.	Apertura de la válvula de salida del carrotanque				1	B	B			DAÑO MATERIAL ACTIVOS	200 a 1.000	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
6.3.	Apertura de la válvula de entrada al Tanque de proceso	Acople de mangueras, Derrames – fugas, Puntos calientes y/o de ignición, Presencia de vapores en el área, Generación de carga electrostáticas en el área	Fugas, Derrames, Incendio y/o Explosión, Lesión osteomuscular	Verificación nivel y temperatura de los tanques para la mezcla Verificar conexiones de la manguera a la tracto móvil, Verificar que las luces de aviso del polo a tierra estén en verde, Vehículo apagado. Inspección estado de mangueras	2	B	B			DERRAMES	Fuga /derrame menor 1-7 Bbls	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
6.4.	Encendido de la bomba de descargue			Evitar golpes entre metales, Realizar la inspección diaria del buen estado de los arnes y etiquetar el formato correspondiente. Realizar la solicitud de cambio de arnes en caso de que este no cumpla con los requerimientos de calidad exigidos	2	B	B			LESION	Tratamiento Médico o Trabajo Restringido	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
6.5.	Verificación continua del nivel del carrotanque hasta su vaciado final (tener en cuenta caudales de descargue, tiempos de descargue y niveles de los tanques)				1	B	B			DAÑO MATERIAL	200 a 1.000	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
7.	<b>Finalización del descargue</b>											
7.1.	Verificar vaciado completo del carrotanque				2	B	B			DERRAMES	Fuga /derrame menor 1-7 Bbls	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
7.2.	Apagado de la bomba de descargue				1	B	B			LESION	Primeros Auxilios	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
7.3.	Cierre de la válvula de salida del tanque de proceso	Acople de mangueras, Derrames – fugas, Puntos calientes y/o de ignición, Presencia de vapores en el área, válvula de descargue del carrotanque Trabajo en alturas entre 3-3,5m	Derrames, contaminación del suelo, Inhalación de vapores, Incendio/explosión, Laceraciones con manijas de válvulas en mal estado, Cargas, lesión osteomuscular	Seguir el paso a paso y las recomendaciones de los procedimientos de descargue, verificar el estado de las válvulas (abierto, cerrado), Verificación y aseguramiento del cierre de la válvula de descargue del carrotanque.	1	B	B			DAÑO MATERIAL	200 a 1.000	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
7.4.	Cierre de la válvula de salida del carrotanque				1	B	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl.	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
7.5.	Desconexión de la manguera de descargue del carrotanque				1	A	B			LESION	Primeros Auxilios	Nunca ha sucedido
7.6.	Cierre de las escotillas (suavemente evitando movimientos bruscos o golpes que puedan generar chispa).				1	B	B			DAÑO MATERIAL	200 a 1.000	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
7.7.	Desconexión del polo a tierra y movilización del vehículo de la zona de descargue				1	B	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl.	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
8.	Barido de línea con crudo mezcla, crudo liviano o agua con el fin de evitar presurizaciones de líneas por efecto de evaporación del diluyente o contactos con crudo caliente que pueda generar riesgos de incendio/explosión	Acople de mangueras, Alineación del sistema Derrames – fugas, Puntos calientes y/o de ignición, Presencia de vapores en el área	Fugas, Derrames, Incendio y/o Explosión, Lesiones osteomuscular	Seguir el paso a paso y las recomendaciones de los procedimientos de descargue, verificar el estado de las válvulas (abierto, cerrado), Revisión y mantenimiento de las válvulas del sistema (deben contar con manija en buen estado)	2	B	B			LESION	Tratamiento Médico o Trabajo Restringido	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
9.	<b>Desalineación del sistema</b>											
9.1.	Cierre de las válvulas del sistema inicial alineado	Alineación Mal estado de la manija de la válvula	Derrames, contaminación de fluidos en especificaciones Laceraciones	Seguir los procedimientos operativos, uso de los elementos de protección personal, identificación de las rutas de evacuación, ubicación e identificación de los sistemas de control de incendios y derrames (sit de contingencia)	1	B	B			LESION	Primeros Auxilios	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
9.2.	Señalización del estado de la válvula (cerrada, abierta)				1	A	B			DAÑO MATERIAL	300 a 1.000	Nunca ha sucedido
10.	<b>Perfiliación final del tanque de recepción</b>											
10.1.	Alistamiento de las herramientas de trabajo				1	B	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl.	Puede ocurrir una vez al año o superior a un año.
10.2.	Ascenso al tanque por escaleras	Sistemas de ascenso a tanques en mal estado, sistemas presurizados (al abrir escotilla del tanque), fugas en el sistema, presencia de vapores en el área, piso húmedo, errores humanos, ruptura de material de vidrio	Cargas, Inhalación de vapores, mareos, Laceraciones con manijas de válvulas en mal estado, (contaminación del suelo),	Uso de los elementos de protección personal (Botas, gafas, ropa de trabajo, guantes, máscara para vapores orgánicos), Señalización del área de trabajo, Seguir los procedimientos y protocolos establecidos para la inspección y toma de muestras en tanques, Subir cuidadosamente al tanque sosteniéndose de la baranda. Realizar inspecciones del estado físico de las escaleras de ascenso a los tanques, solicitar el respectivo mantenimiento en caso de ser requerido.	1	A	B			LESION	Primeros Auxilios	Nunca ha sucedido
10.3.	Medición del nivel del tanque con la cinta de medición				1	A	B			DAÑO MATERIAL ACTIVOS	300 a 1.000	Nunca ha sucedido
10.4.	Toma de muestras a 3 niveles (superficie, medio, fondo, según nivel total de fluido en el tanque) para determinación de API y BSW				1	A	B			DERRAMES	Fuga leve <1 bl.	Nunca ha sucedido

