

Memorias de Trabajo Sobre la Deshidratación Electrostática

Walter F. Scott Durán

**Universidad Nacional Autónoma de
México**

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Petrolera

Período de mayo a diciembre del 2007

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
OBJETIVO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
SECCIÓN I	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
INTRODUCCIÓN	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<i>Antecedentes</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Objetivos</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Resumen del Programa de la Prueba</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Descripción de las Tecnologías Electrostáticas</i>	¡Error! Marcador no definido.
SECCIÓN 2	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
PROPIEDADES DE LA MUESTRA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<i>Inspección de la Muestra</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Medición de las Propiedades del Crudo</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Propiedades del Agua Producida</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Equivalentes de Sal</i>	¡Error! Marcador no definido.
SECCIÓN 3	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
PRUEBAS DE DESARROLLO QUÍMICO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<i>Desarrollo de la Química de Desalado</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Aparato de Prueba</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Procedimientos</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Resultados</i>	¡Error! Marcador no definido.
SECCIÓN 4	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
PRUEBAS EXPERIMENTALES DE DESALADO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<i>El Aparato</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Procedimientos</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Resultados de las Pruebas de Deshidratación y Desalado</i>	¡Error! Marcador no definido.
SECCIÓN 5	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
REFERENCIAS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
APÉNDICE I	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
APÉNDICE II	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo tiene por objeto describir las actividades realizadas durante mi estancia en COMESA (Compañía Mexicana de Exploraciones S. A.), que abarca de mayo a diciembre del 2007.

Durante el período mencionado se llevó a cabo un proyecto de deshidratación realizado entre COMESA y PEP, en particular, con la Región Marina Noreste. PEP solicitó a COMESA una propuesta para la prestación de servicios de asistencia técnica con el fin de efectuar pruebas piloto de campo y de laboratorio, con el objeto de determinar, entre las tecnologías más eficaces ofrecidas actualmente en el mercado, cuál es la más efectiva para el mejoramiento de la calidad del Crudo Maya extraído de las regiones marinas, para su adopción como la base de futuros desarrollos de PEP; como especificación de la solicitud se indicó que las tecnologías deben dar al crudo deshidratado valores de contenido de agua menores al 0.5% de BS&W (Sedimentos básicos o de fondo y agua) acreditados mediante informes de resultados.

PEMEX produce una gama de petróleos crudos costa afuera. Las plataformas envían su producción de manera conjunta por un oleoducto, hacia la Terminal de Dos Bocas situada en la costa de Tabasco. Se planea un incremento del gasto para el Campo Cantarell, en respuesta a la necesidad de deshidratar y desalar el aceite crudo costa afuera.

Actualmente la mayoría del aceite crudo es producido y enviado a la costa sin ser sometido a tratamiento. Sin embargo, con la expansión de la producción, se producirá una mayor cantidad de agua. Para reducir la corrosión y daño a tuberías y ductos, se anticipa el uso de la deshidratación electrostática y los procesos de desalado.

En la siguiente tabla se puede apreciar la condición actual del crudo que se sometió a las pruebas y las condiciones que se esperaban conseguir como resultado de dichas pruebas:

Tabla Nº 1. Condición actual Vs. esperada

Condición Actual del Crudo Maya		Condición Esperada con Nueva Tecnología	
Peso Molecular:	225.02 g/mol	Peso Molecular:	225.02 g/mol
H ₂ SO ₄ :	1.01%	H ₂ SO ₄ :	< 0.5 %
NaCl:	5,000 lb/mb	NaCl:	< 50 lb/mb
Promedio de H ₂ O:	10%	H ₂ O:	< 0.5 %

Cabe destacar que la problemática actual de producción de agua congénita, en el Campo Cantarell ha ocasionado a la fecha la disminución de aproximadamente 115,000 barriles diarios de producción de Crudo Tipo Maya, lo cual, al precio de noviembre del 2007 de USD 58.96 por Barril (Ver **Tabla Nº 2** y **Tabla Nº3**), representó una pérdida para la Federación, del orden de los 2,400 millones de dólares en el ejercicio anual 2007 y se tendrán cifras superiores para los años venideros, debido al incremento de la fracción de agua en el campo.

Tabla No. 2

Precio Promedio de Exportación de Petróleo Crudo				
(dólares por barril)				
	Total	Istmo	Maya	Olmeca
2007	60.16	69.00	58.96	68.84
Enero	44.40	46.19	42.75	53.67
Febrero	48.35	51.84	47.03	57.82
Marzo	50.47	58.75	48.94	61.55
Abril	54.55	61.22	52.90	66.10
Mayo	56.19	61.91	54.96	66.14
Junio	60.00	67.00	58.68	70.64
Julio	64.54	70.26	63.21	76.73
Agosto	63.04	66.18	62.19	71.97
Septiembre	67.32	72.62	66.25	77.54
Octubre	71.78	76.75	70.69	82.84
Noviembre	80.05	87.64	78.40	92.46

Tabla No. 3

Volumen de las Exportaciones de Petróleo Crudo				
(miles de barriles diarios)				
	Total	Istmo	Maya	Olmeca
2007	1,704	43	1,488	173
Enero	1,582	39	1,304	240
Febrero	1,773	39	1,520	215
Marzo	1,782	4	1,559	219
Abril	1,679	23	1,454	202
Mayo	1,758	34	1,549	176
Junio	1,737	46	1,530	161
Julio	1,758	31	1,570	157
Agosto	1,631	65	1,444	123
Septiembre	1,679	68	1,485	125
Octubre	1,503	30	1,353	120
Noviembre	1,871	94	1,614	163

OBJETIVO

El objetivo de estas pruebas fue desarrollar los parámetros de diseño del tratamiento basados en un programa de pruebas al fluido. Los resultados se utilizaron para sustentar las bases de las recomendaciones clave y conclusiones que justifiquen un sistema de deshidratación diseñado para un campo en la Región Marina.

Finalmente se va a requerir que el sistema entregue un aceite con un contenido no mayor al 0.5 % BS&W (sedimentos básicos o de fondo y agua). Un objetivo secundario es la reducción del contenido de sales, equivalente a 50 lmb (libras por cada mil barriles) de NaCl o menor.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Una de la empresas seleccionadas es NATCO la cual presenta una tecnología considerada de altísima eficiencia, de deshidratación electroestática con una metodología propia con patente; en vista de esto se selecciona a ser parte de las pruebas piloto a ser ejecutadas sobre el Crudo Tipo Maya.

En estas pruebas se realizó un análisis integral en donde fue necesario diagnosticar el origen del agua, emulsiones, así como sus características, volúmenes de producción actual, mediano y largo plazos. Estas correcciones pueden ser de orden tecnológico y/o operacional, tales como forzamiento de cemento, inyección de gel en pozos, aislamiento entre empacadores, o en superficie, a través de la definición de un sistema de deshidratación eficiente, para colocar el aceite en las especificaciones requeridas para comercialización o mercadeo.

Los objetivos propuestos de los estudios técnicos para determinar el tratamiento y acondicionamiento del crudo maya de los activos de las regiones marinas de PEP se realizaron por medio de varias actividades en el marco de un equipo integrado por personal de PEP y de personal asignado por NATCO. Dicho equipo de trabajo fue coordinado por PEP y COMESA.

La metodología utilizada estuvo soportada por los ciclos del proceso de manejo de la producción en la superficie, el cual consistió en la toma de muestras representativas del área de estudio, caracterización de los fluidos de estas muestras, aplicación de la tecnología de desestabilización electroestática a nivel prueba de laboratorio para posteriormente pasar a la prueba de campo utilizando la tecnología de separación mediante coalescencia e internos electroestáticos, con el soporte de cada uno de los procesos o fases mencionadas por personal técnico de la especialidad.

El equipo de NATCO, coordinado por un líder, estuvo conformado por competencias de especialidad operativa y de asistencia técnica especializada. Es importante resaltar que las oportunidades de mejora asociadas a los campos de los activos de las regiones marinas de PEP estarán enfocadas a identificar soluciones integrales considerando estudios técnicos, las pruebas de laboratorio y pruebas de campo, con la aplicación de la tecnología de separación mediante coalescencia e internos electroestáticos en los procesos de deshidratación y desalado de los fluidos producidos, con la incorporación de las mejores prácticas

técnico-operacionales y la selección de tecnología para obtener los requerimientos de calidad de crudo exigidos por PEP, así como estructurar un esquema de negocio que maximice el valor del activo en las plataformas de los activos de las regiones marinas de PEP.

Las actividades a realizar en el convenio específico por COMESA están dirigidas al desarrollo, bajo la supervisión y responsabilidad de PEP y consisten en estudios técnicos y diseño experimental para llevar a cabo pruebas para el tratamiento y deshidratación de los fluidos provenientes de pozos de los activos de las regiones marinas de PEP a través de: estudios de los principales parámetros que intervienen en el diseño de separadores de hidrocarburos y la aplicación con equipos compactos de tecnología de coalescencia electrostática, mediante previo muestreo representativo la caracterización de los fluidos provenientes de los pozos y su compatibilidad con las diferentes corrientes, rompimiento de emulsiones y desalado del fluido utilizando un equipo electrostático portátil y montado sobre un patín; así mismo se definirá la necesidad de incorporar al proceso productos químicos (desemulsificantes y clarificantes) a través de los resultados obtenidos en las pruebas de botella realizadas en el laboratorio.

El diseño experimental del proceso de deshidratación y tratamiento será evaluado en el campo a través de una prueba piloto; será un servicio integral. Sus resultados permitirán definir el proceso de tratamiento y deshidratación a mayor escala para la producción de los activos de las regiones marinas de PEP con el fin de colocar el aceite en las especificaciones requeridas por PEP para su entrega en calidad y posterior mercadeo y comercialización.

SECCIÓN I

INTRODUCCIÓN

Antecedentes

Petróleos Mexicanos produce un rango de crudos en campos costa fuera. Todas las plataformas están conjuntamente interconectadas en una red por medio de tuberías que llegan hasta la Terminal en tierra "Dos Bocas". Se planea la expansión del rendimiento en este campo, lo que impulsa la necesidad de deshidratar y desalar el crudo costa fuera. Se ubicarán instalaciones de tratamiento electrostático en las plataformas.

Actualmente, la mayoría del petróleo crudo se produce y se envía a tierra sin tratamiento; sin embargo, con la expansión se producirá más agua y para reducir la corrosión y la contaminación se prevé la utilización de procesos de deshidratación y desalado electrostático. La Compañía Natco fue contratada para realizar pruebas en muestras representativas de este crudo en su laboratorio de Desarrollo e Investigación en Tulsa, Oklahoma. Las muestras de este crudo mojado (con agua emulsionada) fueron embarcadas y enviadas al laboratorio.

Objetivos

El objetivo de esta prueba fue desarrollar los parámetros de diseño para el tratamiento basados en el programa de prueba de fluidos. Los resultados fueron el apoyo para las bases de las recomendaciones y conclusiones claves que respaldan el diseño de un sistema de deshidratación para Cantarell.

En última instancia, el sistema se requerirá para entregar crudo que no rebase el 0.5% BS&W. Un objetivo secundario es el de reducir el contenido de sal a 50 libras de NaCl por cada mil barriles de crudo (lmb) o menos.

Resumen del Programa de la Prueba

La prueba se desarrolló en fases. En la fase final, la prueba piloto, fue donde la mayoría de los objetivos de la misma se cumplieron. Las fases preliminares son para preparar la prueba piloto. En este programa se hicieron pruebas en dos tipos de aceite crudo. Se consideró la mezcla de los dos crudos y se hicieron pruebas de laboratorio para evaluar las propiedades de la mezcla. Posteriormente, se nos notificó que estos dos aceites no se mezclan en el campo, de tal modo que se le aplicaron las pruebas a ambos crudos por separado.

Propiedades Físicas del Aceite

Primero, se midieron ciertas propiedades físicas y eléctricas pertinentes para la separación de los aceites. Estas mediciones se presentan en la Sección 2 para ambos aceites. También se midieron las propiedades de una mezcla de los dos aceites.

Desarrollo Químico del Tratamiento Electroestático

Previo a las pruebas piloto, se realizó una serie de pruebas de susceptibilidad electrostática (EST's). Se probaron algunos productos químicos desemulsificantes, clarificantes, y desaladores. Se desarrolló una química diferente para cada crudo y cada mezcla, ya que así se requiere para el proceso de desalado y el tratamiento electrostático, a diferencia de la separación por gravedad. De estos resultados, se desarrolló una química de tratamiento para la aplicación de las pruebas piloto del desalado electrostático.

Pruebas Piloto de Desalado

Los aceites fueron probados en la Unidad de Tratamiento de Hidrocarburos (HTU, por sus siglas en inglés), para la realización de la deshidratación y el desalado. Estas pruebas proporcionaron los valores de definición buscados. Las condiciones de operación del tratamiento reales fueron simuladas. Se realizó la medición de la ejecución de la deshidratación y el desalado en condiciones variadas para determinar la viabilidad de diversas tecnologías y para estudiar la sensibilidad y limitantes de carga y temperatura.

Descripción de las Tecnologías Electroestáticas

Uno de los parámetros probados fue la tecnología electrostática. Se probaron tres tecnologías para esta aplicación; a continuación se describen brevemente. Estas tres tecnologías son procesos de Natco probados en campo y comercialmente disponibles. El resumen de ellas se encuentra en la **Fig. 1.1**.

Polaridad Dual® con electrodos Compuestos®

El Sistema de Polaridad Dual® ha sido una tecnología estándar de Natco desde 1972, utilizado para deshidratadoras y desaladoras corriente arriba, y también para desaladoras instaladas en refinerías. La polaridad dual utiliza una combinación de campos de CA y CD para capitalizar los beneficios de ambos tipos, mientras que se extienden las limitantes de cada uno. Consiste de una serie de electrodos de tipo placa suspendida verticalmente; las placas adyacentes son cargadas positiva y negativamente en forma alternada. Esta polaridad es constante y crea un campo horizontal de CD. Entre el sistema de electrodos y la interfase de agua-aceite (la cual actúa como un electrodo de tierra) existe un campo de CA de bajo gradiente. La emulsión que ingresa al recipiente primero se expone al campo CA donde se remueve la masa bruta del agua; es decir, las gotas más grandes. Las partículas residuales dispersas sobrevivientes del campo CA, fluyen hacia arriba con el aceite, entre las placa-electrodos pasando a través del campo CD, donde las partículas de agua se cargan eléctricamente y por propulsión emigran entre los electrodos, provocando una atracción y colisión de las partículas cargadas opuestamente. La coalescencia es más rápida en el campo de CD que en el de CA.

El electrodo compuesto es una alternativa de Natco para no utilizar el acero, material de construcción tradicional para los electrodos de las desaladoras y tratadoras. El acero tiene dos inconvenientes como material de construcción:

Tecnología	Descripción	Beneficios
Doble Polaridad (DP)	Tipo electrodo de la placa de acero o compuesto, con las placas adyacentes de polaridad opuesta. Campo electrostático de CD entre las placas, campo de CA a la tierra. Accionado por 1 o 3 transformadores de fase. Baja velocidad en flujo vertical de aceite. Mezcla de agua convencional en corriente de alimentación. Estándar de Natco a largo plazo.	Bajo Precio. Operación simple. Soporte técnico de largo plazo. Los electrodos compuestos mejoran funcionamiento. Mejor funcionamiento con la combinación de CA o tipo Trifásico.
Polaridad Doble Modulada (MDP)	Iguales que DP a menos que el campo electrostático funcione en los voltajes modulados ajustables que son controlados por LRC. Esto permite que las gotitas de agua se unan y coloquen más eficientemente.	Buen funcionamiento de la deshidratación. Permite un tamaño y peso del equipo menores. Un funcionamiento mejor que la CA, Trifásico y polaridad doble.
Doble Frecuencia (DF)	Iguales que DP a menos que la fuente de alimentación y el campo electrostático funcionen en la base de la alta frecuencia ajustable y en baja frecuencia modulada ajustable. Los voltajes de la forma de onda son controlados por LRC II.	Mejor funcionamiento de la deshidratación. Permite un tamaño y el peso del equipo menores.

Fig.1.1. Tecnología de Desalado Natco

- 1) Como todo buen conductor eléctrico, cuando ocurre un corto circuito en cualquier parte del electrodo de acero, todo el sistema del electrodo se corta, provocando que este pierda su función.
- 2) Dado que el acero tiene una conductividad muy alta, todas las partes del electrodo tienen el mismo voltaje; este alto voltaje en ambos extremos tanto superior como inferior, da lugar a tensiones de electricidad muy altas. Este efecto de altas tensiones tiende a fracturar las partículas de agua, lo cual es contraproducente para lo que se tiene la intención de lograr con el campo eléctrico.

El electrodo está hecho de un material no-metálico que tiene una conductividad eléctrica relativamente baja. El receptor es una cuerda conductiva laminada en medio de una fase. Debido a que su conductividad eléctrica es baja, los momentos de corto circuito menores se mantienen localizados mientras que todo el voltaje permanece en el resto del electrodo. Además, los efectos de los extremos del electrodo se minimizan porque el voltaje del electrodo disminuye en sus extremos tanto superior como inferior dado su baja conductividad eléctrica, lo cual reduce las tensiones de electricidad elevadas.

Polaridad Dual Modulada®

La Polaridad Dual Modulada® es un nuevo proceso que utiliza los electrodos compuestos y de campo de Polaridad Dual® así como la misma configuración de electrodos.

El Controlador Receptivo de Carga® (LRC) de Natco, se encarga de modular la magnitud del voltaje (~50%) a una frecuencia aproximadamente de 0.1 Hz.

La Polaridad Dual Modulada® mejora significativamente el proceso de deshidratación debido a la coalescencia de las gotas de agua.

Frecuencia Dual®

El Proceso de Frecuencia Dual® utiliza los electrodos compuestos y de campo de Polaridad Dual®. Un recortador de energía convierte la frecuencia base de 60 o 50 Hz a una frecuencia mayor seleccionada. El Controlador Receptivo de Carga® (LRC) también modula la magnitud del voltaje a una frecuencia menor. Ambas frecuencias son variables, y pueden ser cambiadas por las entradas del panel de control, y comúnmente son muy diferentes de las frecuencias de energía de la red. Por medio de la optimización de las frecuencias base y de modulación, y las magnitudes del voltaje para el tratamiento de un aceite-crudo específico, muy a menudo se pueden obtener mejoras muy significativas en el funcionamiento.

SECCIÓN 2

PROPIEDADES DE LA MUESTRA

Inspección de la Muestra

Todos los paquetes se encontraron en buenas condiciones.

(1) isotanque de 528 galones etiquetados Muestra # 1

(1) isotanque de 350 galones etiquetados Muestra # 1

(6) isotanques de 350 galones sin etiqueta

Los paquetes fueron re-etiquetados quedando finalmente así.

(1) isotanque de 528 galones etiquetados Muestra # 1

(3) isotanques de 350 galones etiquetados Muestra # 2

(4) isotanques de 350 galones que no fueron para las pruebas ni uso de Natco

Todos los totes fueron inventariados y almacenados afuera en un área designada. Los paquetes no se abrieron hasta que una muestra estuviese lista para su transferencia.

El tote con 528 galones de M#1 estaba un 80% lleno, aproximadamente 420 galones. Los 3 totes de 350 galones de M#2 contenían 32 galones, 33 galones, y 60 galones, un total combinado de únicamente 125 galones.

Medición de las Propiedades del Crudo

Las siguientes medidas se tomaron de una simple muestra de crudo de cada tote. Se asumió cada muestra como representativa de cada tote. El aceite que se encontraba dentro del contenedor de muestra se mezcló previamente a la prueba para asegurar la obtención de una muestra representativa. Dado que el aceite se vertió libremente, sin dejar residuos observables, no se aplicó ningún calentamiento antes de transferir las muestras.

Cuando se requirió una muestra más pequeña, se elevaron los totes con un montacargas para tomar dicha muestra desde el fondo. Cuando se requirió una muestra mayor se introdujo el tote al taller en donde la temperatura ambiental era de aproximadamente 75°F, y se bombeó el producto del tote. Una vez que se iniciaba la prueba piloto, el tote permanecía en el taller hasta que se terminara la prueba.

Muestra # 1

El crudo de la M#1 tuvo un API de 20.5. La viscosidad fue consistente con crudos de 20.5 API. El BS&W fue de 24%. La tensión de la interfase fue de 37.5 dinas/centímetro. Las propiedades físicas se encuentran en la tabla que se presenta a continuación, **Fig. 2.1**.

Propiedad	Procedimiento de prueba estándar	Valor Medido	Unidades de Medición	Temperatura (°C)
Gravedad Específica	D-1298	0.921	n/a	29.4
Gravedad API	Calculada	20.5	n/a	15.6
Viscosidad Absoluta (aceite deshidratado)	ASTM D-341	98	centi Poise	40
		65		50
		41.5		60
Fracción de agua y sedimentos	ASTM D-4007	24	%	23
Tensión interfacial	ASTM D-971	37	Dinas / centímetro	26.7
Conductividad Eléctrica del Aceite	ASTM D-4308	58,000	Pico siemens / metro	25

Fig. 2.1. Propiedades Físicas de Crudo de M#1

Muestra # 2

Dado que los 3 totes de 350 galones de M#2 contenían un total de 125 galones únicamente, el crudo de la M#2 se combinó en un solo tote. La combinación de este crudo de la M#2 tuvo una densidad 18.8°API. La viscosidad fue consistente con los crudos de 18.8° API. El BS&W fue de 12%. La tensión de la interfase fue de 27 dinas/centímetro. Las propiedades físicas se encuentran en la tabla que se presenta a continuación, **Fig. 2.2.**

Propiedad	Procedimiento de prueba estándar	Valor Medido	Unidades de Medición	Temperatura (°C)
Gravedad o Densidad Específica	D-1298	0.931	n/a	32.2
Gravedad API	Calculada	18.8	n/a	15.6
Viscosidad Absoluta (aceite deshidratado)	ASTM D-341	136	centi Poise	40
		84		50
		55		60
Fracción de agua y sedimentos	ASTM D-4007	12	%	23
Tensión interfacial	ASTM D-971	27	Dinas / centímetro	27.8
Conductividad Eléctrica del Aceite	ASTM D-4308	13,000	Pico siemens / metro	32.2
Conductividad Eléctrica del Aceite	ASTM D-4308	200,000	Pico Siemens / metro	65.6

Fig. 2.2. Propiedades Físicas de Crudo de M#2

Mezcla de crudos de Muestra # 1 : Muestra # 2

Se analizaron 3 mezclas de los crudos de M#1 y M#2. Una de ellas tuvo un relación de 9 de M#1 por cada 1 de M#2 (M#1 : M#2 9:1). La otra tuvo una

relación de 15:18 y 25:75. Las propiedades físicas se encuentran en la tabla que se exhibe a continuación, **Fig. 2.3**. Usualmente, cuando se mezclan diferentes aceites crudos, las incompatibilidades muestran cual afecta la separación del agua-aceite. Estas incompatibilidades se manifiestan muy a menudo, en las propiedades físicas. Por ejemplo, la conductividad eléctrica podría apuntar hacia un valor alto indicando una formación de precipitación. En este caso, no se observó ningún aumento significativo en la conductividad.

Propiedad	Procedimiento de prueba estándar	Valor Medido	Unidades de Medición	Temperatura (°C)
Viscosidad Absoluta 9:1 M#1 : M#2	ASTM D-341	356	centi Poise	40
		216		50
Conductividad Eléctrica del Aceite 9:1 M#1 : M#2	ASTM D-4308	5,000	Pico Siemens / metro	25
Conductividad Eléctrica del Aceite diluido con Tolueno 15:18 M#1 : M#2	ASTM D-4308	62,000	Pico siemens / metro	25
Conductividad Eléctrica del Aceite diluido con Tolueno 25:75 M#1 : M#2	ASTM D-4308	62,000	Pico siemens / metro	25
Conductividad Eléctrica del Aceite 9:1 M#1 : M#2	ASTM D-4308	124,000	Pico siemens / metro	65.6

Fig. 2.3. Propiedades Físicas de la mezcla de Crudos M#1 y M#2

Otra de las indicaciones de incompatibilidad de crudos se observa cuando la viscosidad del crudo no cae dentro del patrón de las viscosidades de crudo puro. Como se puede observar en la tabla y la grafica, no se esperaba ninguna incompatibilidad. (**Fig. 2.4**).

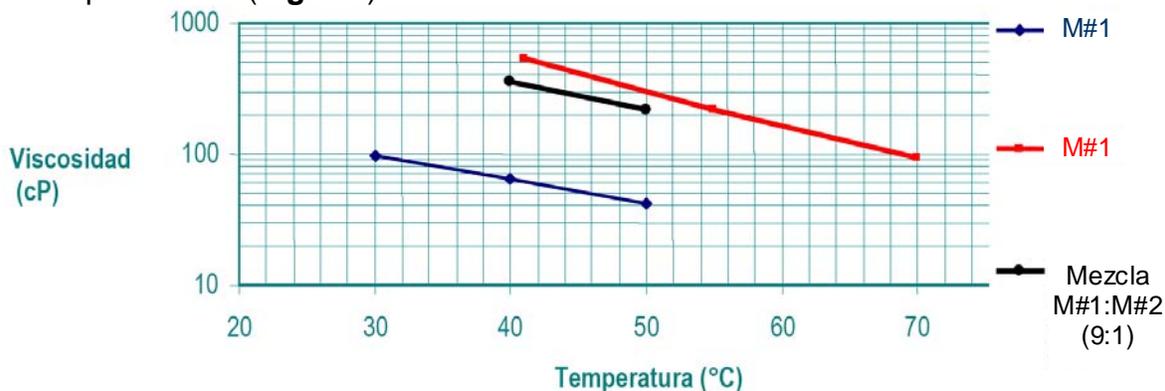


Fig. 2.4. Viscosidad Vs. temperatura de M#1, M#2 y mezcla M#1 : M#2

La sal cristalina se forma de la vaporización del agua durante la producción de aceite. Conforme el gas se dispersa durante la producción y la separación, éste se lleva el agua consigo dejando los cristales de sal atrás. La salmuera incorporada puede ser observada por un microscopio. No se observó ninguna evidencia de sal cristalina en la muestra del crudo M#1 (**Fig. 2.5**).

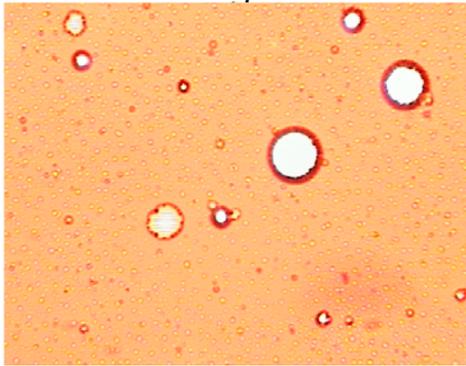


Fig. 2.5. Foto microscópica de M#1

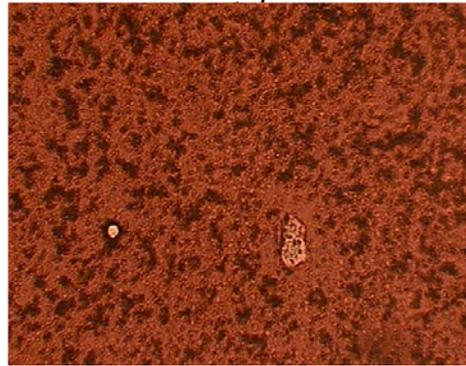


Fig. 2.6. Foto microscópica de M#2

En la muestra de crudo M#2 se observó una clara evidencia de sal cristalina (**Fig. 2.6**). Un remedio para la presencia de sal cristalina puede ser la inyección de agua en pozos con este problema, a una relación de 2-3% de la relación del aceite. Es poco probable que la cristalización haya ocurrido debido al tiempo prolongado de almacenamiento y embarque, ya que los tambores y totes vienen sellados y se supone que no fueron expuestos a temperatura extremadamente alta.

Propiedades del Agua Producida

Las muestras de crudo de M#1 tenían un contenido suficiente de agua producida, de tal modo que se realizó la medición de sus propiedades. Los datos obtenidos del agua producida de M#1 se muestran a continuación, **Fig. 2.7**.

Propiedad	Procedimiento de prueba estándar	Valor Medido	Unidades de Medición	Temperatura (°C)
pH	ASTM D-1293	7.5	n/a	23
Cloruro	ASTM D-4327	33,000	ppm	23
Cloruro de sodio	Calculada	54,500	ppm	23

Fig. 2.7. Propiedades Físicas de Agua Producida de M#1

Las muestras de aceite de M#2 contenían suficiente agua producida también, lo que permitió que se realizaran las mediciones de sus propiedades. Los datos obtenidos se muestran a continuación en la **Fig. 2.8**.

Propiedad	Procedimiento de prueba estándar	Valor Medido	Unidades de Medición	Temperatura (°C)
pH	ASTM D-1293	8	n/a	23
Cloruro	ASTM D-4327	3,060	ppm	23
Cloruro de sodio	Calculada	5,050	ppm	23

Fig. 2.8. Propiedades Físicas de Agua Producida de M#2

No se realizó ninguna medición en los crudos mezclados de M#1 : M#2.

Equivalentes de Sal

El contenido de sal objetivo del crudo desalado es dado como 50 lmb de NaCl. En la medición realizada durante la prueba fue dado mg/l de Cl⁻ como fue determinado por extracción y titulación o por cromatografía iónica. En la sección de análisis de datos de este reporte, la sal es reportada y manipulada, como Cl⁻ tal y como se mide. También se reporta la salinidad en mg/l Cl⁻. Las siguientes unidades son utilizadas:

Sal relativa al aceite

$$ppm\ Cl^- = \frac{mg/l\ Cl^-}{go}$$

$$mg/l\ NaCl = \frac{mg/l\ Cl^-}{1.65}$$

$$ppm\ NaCl\ equivalente = \frac{(mg/l\ Cl^-)1.65}{go}$$

$$ptb\ NaCl\ equivalente = \frac{(mg/l\ Cl^-)1.65 \times 0.35}{go}$$

Note que: go = gravedad específica del aceite @ 15.4°C

Sal relativa al agua

$$ppm\ Cl^- = \frac{mg}{l}\ Cl^-$$

$$ppm\ NaCl\ equivalente = (mg/l\ Cl^-)1.65$$

SECCIÓN 3

PRUEBAS DE DESARROLLO QUÍMICO

Desarrollo de la Química de Desalado

Al categorizar los productos químicos a utilizar en el tratamiento electrostático, un rango diferente ocurrirá comparado con el de la separación por gravedad. Por lo general el orden de categorización es poco reservado para los 2 tipos de procesos; el mejor producto químico para la separación por gravedad resulta ser el más pobre para el tratamiento electrostático, y viceversa. Ambos productos químicos, como los campos electrostáticos, trabajan en la superficie de la interfase agua-aceite de las partículas dispersadas, y se pueden aumentar entre ellos, o competir para el mismo resultado. En este último caso, la química no es seleccionada adecuadamente para el servicio.

Aparato de Prueba

La selección de los desemulsificantes, clarificantes, y otros productos químicos, a utilizar en el proceso de deshidratación electrostática, se realiza exitosamente en un ambiente de campo eléctrico. El Probador de Susceptibilidad Electroestática (EST) de Natco, es un aparato diseñado para evaluar la capacidad básica de tratamiento de una muestra preparada de una emulsión. Puede indicar la viabilidad electrostática resolviendo una emulsión en un grupo de condiciones particulares, o puede comparar el rendimiento bajo diversas condiciones de operación, así como con diferentes tratamientos químicos.

El ensamble de electrodos del EST se muestra en la **Fig. 3.1**. Este ensamble de 3 electrodos se sumerge en una pequeña muestra de la emulsión, y se aplica alto voltaje a través de 2 de los electrodos, el tercero proporciona la referencia de tierra. Para el propósito de esta prueba el ensamble de electrodos fue cargado con el sistema de energía de Polaridad Dual. Todas las especificaciones del EST están incluidas en el Apéndice I de este reporte.

Procedimientos

El resultado obtenido por el EST, es el BS&W medido del aceite después del tratamiento. Los valores bajos indican un mejor tratamiento a diferencia de los valores altos. Un resultado secundario son las curvas características de la corriente y el voltaje contra el tiempo transcurrido. Cada gráfica producida por el EST es un registro de la corriente eléctrica que pasa entre los electrodos inmersos en la emulsión por un periodo de tiempo transcurrido. Esta conductividad de la muestra es muy sensible a todos los parámetros iguales que afecten el tratamiento de las emulsiones orgánica/acuosas. La amplitud de la corriente es una medida de la corriente instantánea, y el desplazamiento del lapso de tiempo indica el tiempo requerido para resolver la emulsión bajo las condiciones de la prueba. El desplazamiento final de la curva sobre la línea base es un indicador del BS&W remanente u otro medio de conductividad que permaneció en la emulsión. El área bajo la curva es un indicador de la energía requerida para resolver la emulsión

bajo las condiciones mantenidas durante la prueba. La emulsión que requiera más de 2 o 3 minutos para resolverse (corriente para alcanzar la línea base) y niveles fuera mayores a 25% sobre la línea-base, serán muy difíciles de tratar.

Preparación de la Muestra

La prueba se conduce a una presión atmosférica de 180°F, (82°C). La temperatura de la prueba no puede exceder la temperatura del vapor tanto del aceite como del agua. Cada crudo se diluyó con tolueno utilizando un ASTM D-341, para simular la viscosidad a una temperatura alta para el proceso. El crudo M#2 fue diluido con un 15% de tolueno y M#1 fue diluido con un 18%. La mezcla M#1 : M#2 fue hecha con los crudos M#2 y M#1 previamente diluidos.

Se prepara una muestra para la prueba vertiendo el aceite crudo mojado diluido en el vaso de precipitados y posteriormente se le añadió el aditivo. La temperatura de la muestra se consiguió calentándola a baño maría, una vez que alcanzó los 180°F (82°C) se vertió en una mezcladora de laboratorio potenciada a velocidad media por 30 segundos y posteriormente se colocó la emulsión en un recipiente de 200 ml.

Exposición en Campo Eléctrico

El recipiente que contenía la emulsión fue colocado en el dispositivo de prueba y se procedió a sumergir los electrodos en ella. Se encendió el graficador. Se aplicó el voltaje de prueba al ensamble de electrodos. El campo de voltaje se mantuvo por 5 minutos y posteriormente se apagó. Se sacaron los electrodos de la emulsión suavemente y se utilizó una jeringa para obtener una muestra de 50-ml. Tomada de la parte superior del recipiente de 200 ml. Esta sub-muestra fue diluida con 50 ml. De xileno y centrifugada para medir los residuos de BS&W utilizando procedimientos ASTM D-4007.

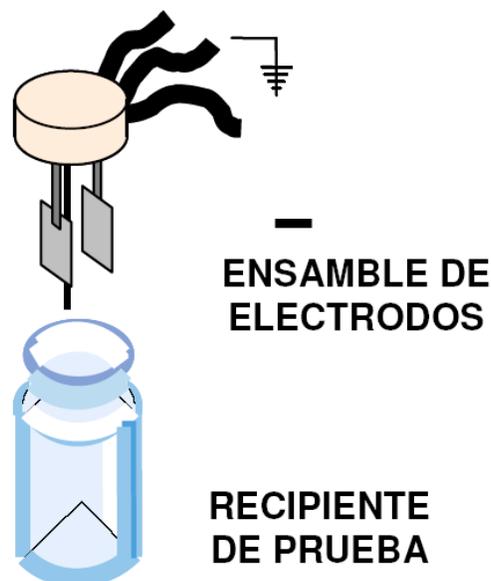


Fig. 3.1. Prueba de Susceptibilidad Electroestática

Resultados

Se realizaron pruebas con el EST' para los crudos M#1, M#2, una mezcla de M#1: M#2 de 8:2 y de 9:1. El Apéndice I contiene todos los ajustes, condiciones, y resultados de las pruebas.

Cada muestra de crudo y de mezcla de crudo fue probada y evaluada de manera independiente, y se optimizó una química diferente para cada uno de ellos. Todas las pruebas se realizaron por un periodo de 5 minutos utilizando un campo de Polaridad Dual.

El tratamiento electrostático del crudo M#2, diluido con 15% de tolueno para simular altas temperaturas, consistió de 9 pruebas; 2 pruebas fueron sin agregar productos químicos y las otras 7 con productos químicos. El desemulsificante "Baker Petrolite DMO-86441" con una dosis de 200 ppm, fue el que proporcionó el mejor rendimiento, con un 0.83% de BSW.

Estos son los aditivos químicos listados del mejor al menor rendimiento en el tratamiento electrostático del crudo M#2:

1. Baker Petrolite DMO-86441 (RP-6375) (200 ppm)
2. Nalco EC-2169A (200 ppm)
3. Unichem TB-9904 (200 ppm)
4. Unichem 7213 (100 ppm) + Acido Acético (100 ppm)
5. Unichem 7213 (200 ppm)
6. Unichem 7213 (400ppm)
7. Tret-O-Lite DS-668 (200 ppm) + Acido Acético (250 ppm)
8. Sin desemulsificante

El tratamiento electrostático del crudo M#1, diluido con 18% de tolueno para simular altas temperaturas, consistió de 10 pruebas, Una prueba fue sin nada y otras 8 fueron realizadas con productos químicos. Una de las pruebas fue configurada aparte con el propósito de encontrar el umbral de voltaje, el cual fue de 5,000 voltios. La combinación de desemulsificante de Baker Petrolite -- DMO-86441 (también conocido como RP-6375) y el RBW 3900 – proporcionó el mejor rendimiento. Una dosis de 200 ppm del DMO-86441 y 50 ppm del RBW 3900, dio resultados aceptables, (BSW 1.0%), y fue elegido para utilizarse en las pruebas piloto de desalado.

PEMEX proporcionó un información de otro desemulsificante después de terminada la prueba EST inicial. El desemulsificante EB-8400 no dio tan buenos resultados como los combinados de Baker Petrolite DMO-86441 (RP- 6375) y Baker Petrolite RBW-3900.

A continuación se enlistan (del mejor al menor en rendimiento) los aditivos químicos utilizados en el tratamiento electrostático del crudo M#1:

1. Baker Petrolite RP-6375 (200 ppm) + Baker Petrolite RP-3900 (50 ppm)
2. Baker Petrolite RP-6375 (200 ppm) + Baker Petrolite RP-3900 (100 ppm)
3. Baker Petrolite DMO-86641 (200 ppm) + Baker Petrolite RP-3900 (100 ppm)

4. Baker Petrolite DMO-86641 (200 ppm) + Baker Petrolite RP-3900 (50 ppm)
5. Baker Petrolite RP 6375 (200 ppm)
6. Baker Petrolite RP 6375 (400 ppm)
7. PEMEX EB 8400 (200 ppm)
8. Baker Petrolite RP-6375 (200 ppm) + Acido Acético (200 ppm)
9. Sin desemulsificante

El tratamiento electrostático del combinado de crudos de M#1 (diluido con 18% de tolueno) y el M#2 (diluido con 15% de tolueno) consistió de 15 pruebas. Cuatro pruebas se realizaron con una combinación de M#1: M#2 de relación de 9:1. Once pruebas se realizaron con un combinado de M#1: M#2 en una relación de 8:2.

Para la mezcla de 9:1 M#1 : M#2, los desemulsificantes de Natco 5547 y EC-2619A con dosis de 300 ppm y 50 ppm, respectivamente, dio el mejor resultado con un BS&W de 1.5%.

Estos son los aditivos químicos listados del mejor al menor rendimiento en el tratamiento electrostático de la mezcla del crudo 9:1 M#1: M#2:

1. Nalco EC-2169A (300 ppm) + Baker Petrolite RBW-3900 (50 ppm)
2. Nalco EC-2619A (200 ppm) + Acido Acético (50 ppm)
3. PChem 40-16-3D
3. Petrolite F-46

Para la mezcla de crudos de 8:2 de M#1 : M#2, la combinación del desemulsificante de Nalco 5547, el clarificador de Baker Petrolite RBW-3900 y el ácido acético, con dosis de 400 ppm, 100 ppm, y 50 ppm, respectivamente, dio mejores resultados con un BS&W de 1.5%.

Estos son los aditivos químicos listados del mejor al menor rendimiento en el tratamiento electrostático de la mezcla del crudo 8:2 M#1: M#2. Únicamente 3 de los desemulsificantes tuvieron mejor rendimiento que aquellos que no tenían ningún producto químico. No se obtuvo ninguna información en 7 de los desemulsificantes.

1. Nalco 5547 (400 ppm) + Nalco EC-2169A (100 ppm)+ Acido Acético (100 ppm)
2. Nalco 5547 (150 ppm) + Nalco EC-2169A (150 ppm)+ Acido Acético (100 ppm)
3. Nalco 5547 (200 ppm) + Acido Acético (50 ppm)
4. Sin desemulsificante
5. Baker Petrolite RP-6375 (200 ppm) + Baker Petrolite RBW-3900 (50 ppm)
6. Baker Hughes RP-968 (200 ppm)
7. Baker Petrolite BPR-23025 (200 ppm)
8. Baker Petrolite RP-6133 (200 ppm)
9. Champion EXP-565 (200 ppm)

10. Tros PT-9868 (200 ppm)
11. Unichem TB-6897 (200 ppm)

La prueba de susceptibilidad electrostática indico la existencia de incompatibilidad entre los crudos de M#1 y M#2, esto no fue detectado anteriormente por las pruebas físicas realizadas.

Las dosis utilizadas en estas pruebas no son recomendadas para la planeación del diseño por muchas razones. Primero, la unidad reducida con grandes relaciones superficie-a-volumen, siempre resultará en dosis química más alta a diferencia de las plantas de proceso grandes. Segundo, la muestra de crudo para la prueba envejeció durante su embarque y el almacenamiento. Siempre se requiere más producto químico para desestabilizar una emulsión vieja que una fresca. Como un estimado preliminar, las dosis de campo normalmente son un tercio a un cuarto requeridas en las pruebas de laboratorio fuera de sitio.

Se recomienda que el desarrollo de campo de la química para el sistema de desalado, se realice con un método de prueba electrostático. Las pruebas gravitacionales no pueden evaluar un producto químico apropiadamente para un proceso electrostático. Los aparatos para pruebas eléctricas están disponibles. Los resultados de las pruebas electrostáticas para la selección de productos químicos son relativos, pero no pueden ser utilizados para predecir de manera eficaz el rendimiento de una desaladora.

SECCIÓN 4

PRUEBAS EXPERIMENTALES DE DESALADO

Todas las pruebas realizadas previamente fueron preparativas para las pruebas piloto. Estas pruebas tenían el propósito de proporcionar expectativas de rendimiento directamente aplicable y definitivo a través del proceso de simulación. En estas pruebas es que se espera cumplir con los objetivos del programa de pruebas.

La presencia de los cristales de sal en estas muestras puede ser algo muy significativo. La sal cristalina es un residuo de las condiciones de proceso y producción; en la formación no existe sal cristalina dentro del aceite. En este caso, se desconoce si las condiciones existentes durante la prueba del pozo son representativas de las condiciones de producción, entonces la probabilidad de que exista sal cristalina en la corriente de producción no se puede calcular.

La sal cristalina no se puede remover tan fácilmente con el mezclador mecánico de agua de lavado; los cristales están húmedos con aceite y no tienen afinidad al agua. Además, las sales son in-polares, no son afectados por el campo electrostático, así que virtualmente no hay ninguna fuerza capaz de re-disolver la sal que se encuentra dispersa en una fase acuosa. Como ocurre con otras formaciones de sal, también puede en última instancia causar corrosión, ensuciamiento, y envenenamiento de catalizadores.

El Aparato

Las pruebas de desalado se llevaron a cabo en un aparato denominado Unidad de Tratamiento de Hidrocarburos (HTU) de Natco, es un equipo de laboratorio para pruebas piloto utilizado para simular los procesos de desalado y deshidratación electrostática, que funciona bajo el esquema de flujo por lotes. Se bombea una muestra-bache predeterminada, en un solo pase, a través de toda la unidad. Una vez probado el crudo no se vuelve a utilizar para otra prueba. Los parámetros críticos son de escala casi total, de tal modo que los resultados son directamente aplicables al diseño de la unidad real, sin procedimientos especulativos de incremento de escala.

El HTU incluye: un tanque de carga, una bomba de carga, un calentador, un desgasificador final, 2 recipientes para tratamiento electrostático, y 2 tanques receptores. Cuando se realiza la simulación del proceso de desalado, se utilizan las bombas para el agua y la salmuera, equipado con precalentadores de agua. En la **Fig. 4.1**, se puede apreciar el flujo esquemático simplificado del HTU, los componentes se describen a continuación.

Sistema de Carga

El Tanque de Carga es calentado y tiene un agitador de velocidad variable. Tiene un circuito externo para la fase de mezclado encargada de preparar la emulsión, con una bomba y una válvula mezcladora. La capacidad del Tanque es de 90 galones, con una capacidad permisible para la muestra de 80 galones. Las condiciones máximas del tanque son: 150°F (66°C) a 20 psi.

El fluido de la prueba es bombeado desde el tanque de carga hacia el sistema de tratamiento con una bomba de cavidad progresiva de velocidad variable, para minimizar los cortes hidráulicos. Hay una medición encargada de monitorear la velocidad de carga de la bomba. La corriente de fluido se calienta hasta alcanzar su temperatura de tratamiento final, todo esto en un calentador indirecto de aceite caliente. Las temperaturas del proceso son de hasta 300°F (149°C) y son alcanzables.

Tratadores Electroestáticos

El HTU tiene dos recipientes de tratamiento electrostático, el cabezal de alimentación permite que se utilice uno de ellos para la deshidratación electrostática o solo para la etapa de desalado. Se pueden simular multi-etapas de desalado ya sea operando los dos recipientes en serie o realizando pases múltiples a través del recipiente de tratamiento. Si se utiliza un proceso de desalado bifásico, cualquiera de estos recipientes puede ser direccionado como primera etapa y el otro como segunda.

Uno de los recipientes V200, es instalado con 4 electrodos tipo AC, aquí se puede aplicar el campo sencillo, doble o el TriVolt®. Adentro hay una cámara cilíndrica "TFE" que forma el proceso de límites, alrededor de ella hay un espacio anular que se llena con el aceite aislante, un sistema de ecualización de presión permite la expansión de fluidos con temperatura. Los bujes conductores de alto voltaje alcanzan hasta 30,000 VAC a través de las paredes del recipiente, hacia los electrodos. Un transformador de corriente trifásica de 480 Voltios, sumergido, suministra el voltaje necesario para el tratamiento. Este recipiente simulador de la tecnología TriVolt de Natco no fue utilizado en estas pruebas.

El segundo recipiente tratador es el V300, y está construido de manera similar, sin embargo tiene electrodos de placas opuestas, simula tratamientos de Polaridad Dual®, Polaridad Dual Modulada®, tratamiento convencional con placas CA- con electrodos compuestos o metálicos, Desalado Electrodinámico® (EDD) y Frecuencia Dual®. Este recipiente es instalado con el sistema necesario del EDD para lavado con agua contracorriente.

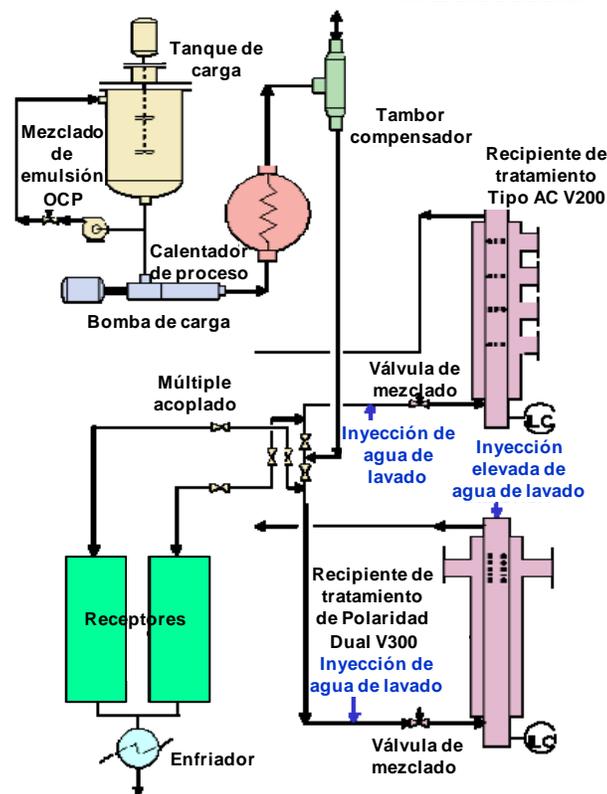


Fig. 4.1 - Esquema de la Unidad de Tratamiento de Hidrocarburos

El suministro de energía para el V300 es un transformador de 50,000 voltios de una sola fase, con rectificación de ola media para acomodar el campo CA/CD. Generalmente se utiliza el Controlador Receptivo de Carga® con este recipiente, y se puede aplicar la modulación del voltaje. El proceso de Frecuencia Dual utiliza un transformador del mismo tipo de 30,000 voltios. El V300 fue el recipiente utilizado para el tratamiento en todas las pruebas simulando una operación de Frecuencia Dual o Polaridad Dual. Sus controles de nivel diseñados especialmente permiten que estos recipientes puedan procesar aceites pesados.

Receptores

Dos recipientes receptores calentados y presurizados permiten al sistema mantener una temperatura y una presión constante a lo largo de cada prueba. El aceite tratado se puede enfriar durante el drenado del mismo si es que se va a preservar la integridad de la muestra. Los receptores permiten la recarga del aceite cuando se trata de una prueba de pases múltiples simulando un sistema multi-etapas.

Sistema de Agua de Lavado

La unidad piloto está equipada con bombas para la inyección del agua de lavado y también tiene unas bombas para la recirculación de la salmuera entre-etapas. El agua se inyecta dentro de cada recipiente de alimentación y para el

proceso electrodinámico se puede inyectar el agua en el recipiente elevado para el desalado. Se calienta el agua, y el agua de lavado se puede sintetizar o importar. Para poder obtener una mezcla de agua de lavado homogénea, y para hacer una mejor simulación de una corriente de flujo grande, se instala una cámara de dispersión dentro del recipiente de alimentación para el desalado. El sistema está equipado tanto con una mezcladora independiente, como con las mezcladoras estáticas en-línea.

Procedimientos

Preparación de la Muestra

La preparación de la muestra es considerada algo muy importante en la creación de una simulación exacta. En la preparación de cada prueba, se añadió un bache de aceite al tanque de carga. Se mezcló suficiente emulsión para proporcionar al menos 3 desplazamientos de aceite neto en el sistema de tratamiento, o aproximadamente 30 galones de aceite neto por prueba. Las muestras de M#1 contenían 24-38% de BS&W, y las de M#2 contenían 20-13% de BS&W. Se adecuó la fracción de volumen de agua de alimentación deseada, de tal modo que no se añadió agua producida al tanque de carga. La emulsión se mantuvo estable, tanto que no se requirió la mezcla de emulsión.

La velocidad del agitador del tanque de carga se mantuvo a velocidad media durante toda la prueba para mantener una fracción de agua de alimentación consistente. Antes de iniciar las pruebas, se añadieron los productos químicos (determinados por prueba de laboratorio) al tanque, y se les permitió mezclarse con el agitador del tanque de carga por un tiempo adicional de 30 minutos antes de iniciar la prueba.

Tratamiento de la muestra

El recipiente de tratamiento se llenó previamente con la muestra del crudo y mientras se realizaba la preparación de la muestra, la muestra de crudo prellenada de los recipientes de tratamiento fue circulada para calentar los recipientes y para tratar el aceite de llenado. El sistema fue cargado a una contrapresión fija. Durante una prueba, la muestra fue bombeada a un conjunto de condiciones de operación fijas, hasta que se gastó la muestra. Los parámetros no fueron alterados intencionalmente durante la prueba. El agua de lavado del proceso de desalado fue agua desionizada, de tal modo que el agua de lavado no contribuyó con sales minerales.

Una vez que se fijaron los parámetros, la prueba inició con la desviación de la circulación de aceite dentro de los receptores y succionando la alimentación preparada en el tanque de carga. La velocidad de carga fue ajustada por el control de velocidad de bombeo hasta lograr la carga deseada (velocidad superficial del aceite). La prueba terminó una vez que el bache de aceite del tanque de carga se expandió. El aceite gastado de la prueba de primera etapa, fue colocado dentro de nuevos tambores y etiquetado para ser utilizado en una segunda etapa de prueba. El aceite gastado de las pruebas de segunda etapa, se colocaron en tambores usados y fueron puestos a disposición conforme a los reglamentos locales y federales.

El rendimiento del proceso fue monitoreado durante la prueba por un muestreo periódico realizado en las entradas y en las salidas. Las muestras de aceite fueron analizadas para BS&W en intervalos regulares para medir el rendimiento. La evaluación del BS&W fue hecha en base a ASTM D-4007, con un método de centrifugación.

Resultados de las Pruebas de Deshidratación y Desalado

Los resultados de la deshidratación y de las pruebas experimentales de la desalación se registran en las hojas de datos en el Apéndice II. Los datos de los crudos M#1 y M#2 se resumen en el cuadro 4.2 abajo. En la tabla, cada grupo de datos representa los datos "definitorios" para esa prueba, y se toman generalmente las últimas medidas para cada prueba. El análisis comparativo de datos se basa en estos resúmenes de los datos definitorios.

Identificación de la Muestra: Crudos M#1 y M#2											
Prueba No.	ID del Aceite Crudo	Techo. Electr.	Fracción de Agua (%)	Contenido de Sal (ppm Cl)	Temp. de Tratamiento (F)	Rejilla de Carga (bopd/pie ²)	Presión (psig)	Gasto de Agua para Lavado (% de aceite)	Válvula de Mezclado dP (psi)	Fracción de agua del aceite tratado (%)	Contenido de Sal del Aceite Tratado (ppm Cl)
1	GP	DP	24	9950	250	75	105			0.3	99
2	GP	DP	24	9090	250	211	105			0.4	99
3	GP	MDP	30	13200	230	195	85			0.55	215
4	GP	DF	27	13400	250	203	105			0.42	124
5	GP	DF	35	14400	240	213	110			0.45	107
6	GP	DF	24		180	84	91			0.8	
7	GP	DF	16	8300	200	109	95			0.6	183
8	GP	DP/MDP	38		200	112	95			0.8	
9	GP	DF	25		202	112	91			0.75	
10	GP	DF-MDP	0.45	150	225	105	100	5.27	10	0.5	64
11	GP	DF-MDP	0.4	170	225	105	130	5.27	20	0.4	52
12	GP	MDP/DF-MDP	0.7	252	225	107	125	10.12	10	0.6	75
13	GP	MDP/DF-MDP	0.4	68	225	109	105	9.08	20	0.5	73
14	BN	MDP	13		248	51	85			0.3	
15	BN	MDP	11.5		248	76	85			0.4	
16	BN	MDP	10		200	75	85			1	

Fig. 4.2. Resumen de la prueba piloto

En las hojas de datos el BS&W que resulta se indica de dos maneras -- "antes de gotas KO" y "después de gota KO". Cuando la muestra fue tomada, primero fue hecha girar hacia abajo en una centrifugadora así como se tomó. No se agregó ningún producto químico (gotas knock-out) adicional (previo a las gotas KO). Después la misma muestra fue dosificada con un desemulsificante de laboratorio, re-mezclada a sacudidas, y hecha girar hacia abajo nuevamente

(después de las gotas KO). Los valores señalados "t" en las hojas técnicas representan las cantidades de "rastros".

Muestras de Emulsión Estable

Las muestras no fueron mezcladas en el tanque de carga HTU, dado que ya se había formado una emulsión estable según lo descrito previamente. Abajo, las **Figs. 4.3** y **4.4**, muestran la fotomicrografía de las emulsiones creadas sin el uso del mezclador dentro de HTU. Vemos que se formó una emulsión apretada, con la mayoría de las gotitas menores que 20 micrones de tamaño.

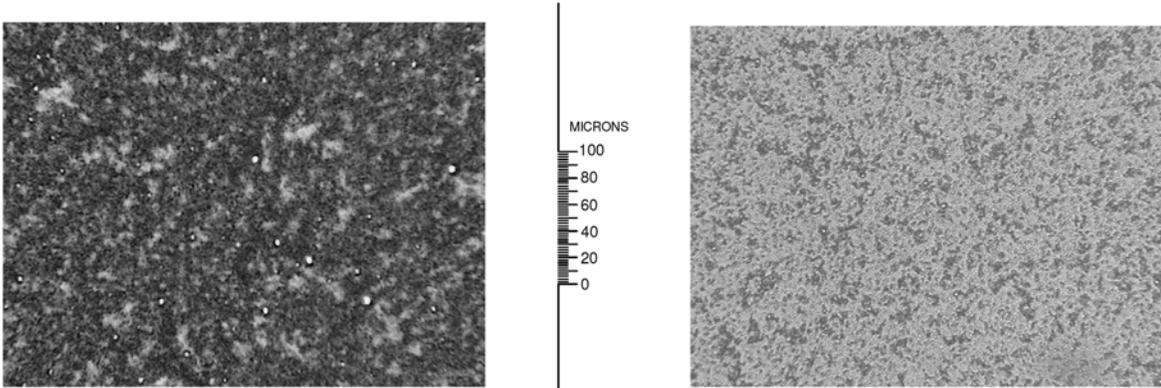


Fig. 4.3. Emulsión M#1 en tanque de carga

Fig. 4.4. Emulsión M#2 en tanque de carga

Especificación del Rendimiento

El funcionamiento requerido del sistema de desalación era alcanzar un BS&W de 0.5% con 50 lmb de NaCl equivalente en el petróleo crudo desalado. El contenido en sal fue medido por el método de la titulación de Mohr, API RP-45, para cuantificar el ion del Cl⁻. El desempeño de la sal que era buscado por medio de la prueba, y usando la gravedad específica para tomar en consideración la densidad del aceite, era que 50 lmb de NaCl es equivalente a Cl de 85 PPM. Tanto la sal como las especificaciones de BS&W fueron logradas o excedidas en algunas de las pruebas experimentales.

Comentarios Generales

Las pruebas 1-13 fueron conducidas usando el petróleo crudo de M#1 solamente. Las pruebas 14-16 fueron conducidas usando el petróleo crudo de M#2 solamente. No se realizó ninguna prueba en la mezcla de los crudos debido a la incompatibilidad expuesta durante la prueba de susceptibilidad electrostática (EST).

Para el petróleo bruto de M#1, la cantidad de agua en el petróleo bruto era (24 -30 %). Los petróleos brutos con agua significativa en la alimentación requieren ser deshidratados antes de la desalación. Por lo tanto, las pruebas de los crudos de M#1 comenzaron con deshidratación.

La primera prueba fue utilizada para inicializar el aceite con la unidad experimental. Un ajuste inicial de 250°F, de 75 bopd/ft 2 y 100 psi dio lugar a

0.25% de BS&W y 57 lmb de NaCl. Esto excedió mucho más las expectativas de BS&W, pero no resolvió el objetivo a desalar de 50 lmb de NaCl. El caudal más rápido de 200 bopd/ft² fue usado al avanzar.

Las tres pruebas siguientes del crudo M#1 (pruebas 2-4) fueron utilizadas para determinar la mejor tecnología para el petróleo bruto. La Frecuencia Dual® fue elegida ya que dio resultados excelentes de 0.42 % de BS&W en 203 bopd/ft² a 245°F, y una presión de 110 psi. El 71 lmb de NaCl no resolvió el objetivo a desalar de 50 lmb de NaCl.

Las tres pruebas siguientes (pruebas 5 - 7) fueron con temperatura y flujo variados para determinar la velocidad de tratamiento óptima y temperatura. Las temperaturas fueron de 180°F a 200°F y terminaron en 240°F que correspondió a los flujos de 84 bopd/ft², 109 bopd/ft² y 213 bopd/ft² respectivamente. Se eligió un índice óptimo de la temperatura del tratamiento de 225°F y un flujo de 110 bopd/ft². La deshidratación objetivo de 0.5% BS&W fue lograda en la prueba 5, la cual tenía un BS&W de 0.45%. Ninguna de estas pruebas alcanzó la desalación objetivo de 50 lmb de NaCl.

La prueba 8 comenzó como una prueba de comparación de fracción de agua, usando la tecnología de Polaridad Dual®, pero fue convertida rápidamente en una prueba de Polaridad Dual Modulada® cuando el funcionamiento disminuyó a 11% de BS&W. El BS&W final usando la tecnología de Polaridad Dual Modulada® fue de 0.8% de BS&W, mucho mayor al esperado en la deshidratación.

Las comparaciones de fracción de agua hechas usando las pruebas 4 y 5 -- que fueron realizadas usando la tecnología de Frecuencia Dual®, con una temperatura de 200°F, un flujo de 245 bopd/ft² y una presión de 110 psi -- con una entrada de BS&W 27% y 35% respectivamente, demostró poca diferencia en el BS&W del aceite tratado que era 0.42% y 0.45% respectivamente. Ambas pruebas cumplieron el objetivo de BS&W de deshidratación de PEMEX. Ninguna de las pruebas logró la desalación objetivo de 50 lmb de NaCl.

Las comparaciones de fracción de agua hechas entre las pruebas 7 y 9 -- que fueron funcionadas usando la tecnología Frecuencia Dual®, con una temperatura de 200°F, un flujo de 110 bopd/ft² y una presión de 95 psi -- con una entrada de BS&W de 16% y de 25% respectivamente, demuestran una diferencia notable en el aceite tratado BS&W el cuál era 0.6% y 0.75%, respectivamente. Ninguna de estas pruebas lograron el objetivo de sal de PEMEX o de BS&W.

Debido a las limitaciones en el volumen de muestra, y la necesidad de que más adelante se optimice la tecnología de Frecuencia Dual®, la tecnología de Polaridad Dual Modulada® fue elegida para continuar el resto de la prueba.

La segunda etapa de la desalación del petróleo crudo M#1 comenzó con la prueba 10 y terminó con la prueba 13. El crudo gastado en las pruebas anteriores había sido colocado en tambores nuevos, y etiquetado para las pruebas futuras. Este aceite entonces fue agregado al tanque de carga para la segunda etapa de desalación. La entrada BS&W de la primera etapa fue de 0.4% a 0.45%.

La segunda etapa de desalación incluyó cuatro pruebas, y se centró en dos parámetros, la cantidad de agua agregada y la caída de presión de la válvula mezcladora. La entrada de BS&W para las pruebas 10 y 12 fue de 0.45% y 0.7%,

con un contenido total de sal de 150 y de 252 ppm de Cl⁻, respectivamente. La entrada de BS&W para las pruebas 11 y 13 fue de 0.4%, con un contenido en sal total del 170 y de 68 ppm Cl⁻, respectivamente.

Las pruebas de desalación 10 y 11 utilizaron un 5% de la mezcla de agua de lavado, simulando el agua de mar, con un contenido de sal de 37,000 ppm NaCl. La caída de presión a través de la válvula mezcladora fue de 10 psi para la prueba 10 y 18 psi para la prueba 11. Las pruebas de desalado 12 y 13 utilizaron un 10% de la mezcla de agua de lavado, con un contenido de sal de 37,000 ppm NaCl. La caída de presión a través de la válvula mezcladora fue de 10% para la prueba 12 y 20% para la prueba 13. Abajo se muestra un gráfico con los datos de la desalación (**Fig. 4.5**). Las pruebas 10, 11, y 13 cumplieron con las expectativas del BS&W de PEMEX.

Todas las pruebas del desalado lograron el objetivo de sal de PEMEX.

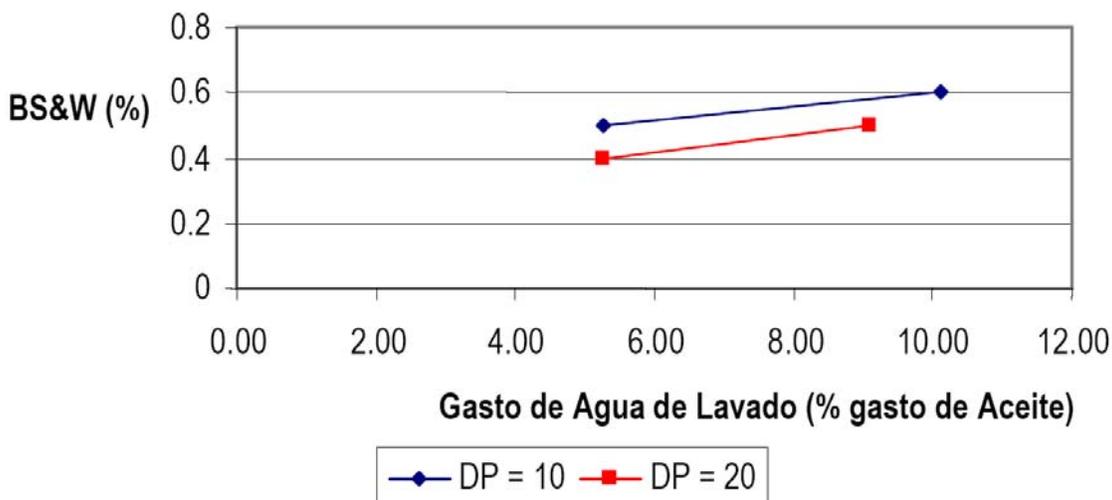


Fig. 4.5 Datos del desalado de M#1

El crudo M#1 produjo grandes cantidades de gas durante la prueba de Frecuencia Dual®. El recipiente requirió una alta presión de operación para tratar el petróleo crudo, para reducir al mínimo la liberación de gas. No se pudo realizar la optimización adicional de los ajustes de Frecuencia Dual® debido al suministro limitado del petróleo de M#1.

PEMEX proporcionó 125 galones combinados de petróleo bruto combinado de M#2. Esto fue suficiente crudo para hacer 3 pruebas experimentales de HTU. La tecnología elegida por PEMEX fue la de Polaridad Dual Modulada®. Los rangos de temperatura y flujo fueron los parámetros enfocados.

Para las pruebas 14, 15, y 16, el porcentaje del tanque de carga de BS&W fue de 13%, 11,5%, y 10% respectivamente.

La prueba 14 tuvo un flujo de 50 bopd/ft², una temperatura de 248°F, y un BS&W de 0.3%. El flujo de la prueba 15 fue de 76 bopd/ft², tuvo una temperatura de 248°F, y un BS&W de 0.4%. La prueba 16 tuvo un flujo de 75 bopd/ft², una temperatura de 200°F, y un BS&W de 1.0%. Ambas pruebas, 14 y 15, lograron el objetivo de BS&W de PEMEX.

Discontinuidad del Contenido de Sal entre Etapas

Cuando se hicieron las pruebas en dos etapas que requerían el mismo recipiente del tratamiento; estas fueron realizadas usando dos pruebas de primera etapa en el HTU. Esto es debido al hecho de que solamente uno de los recipientes de prueba "HTU" tiene capacidad de Polaridad Dual®/Polaridad Modulada®/Frecuencia Dual® mientras que el otro tiene solamente capacidad de TriVolt. En nuestra prueba, debido a las limitaciones del sistema, el aceite desalado de primera etapa se debe transferir temporalmente a un tambor nuevo y limpio. Entonces fue recargado en el tanque de carga para comenzar la prueba de la segunda etapa. En un sistema de dos etapas verdadero, el contenido en sal de la salida de la primera etapa iguala el contenido en sal de la alimentación a la segunda etapa. Observe en la **Fig. 4.2**, en la prueba 13, el contenido de las de alimentación a la prueba de segunda etapa, fue mayor que la sal de la salida de la primera etapa. Hubo un factor que causo esta discontinuidad.

El contenido de sal de la salida de aceite de la primera etapa no fue constante a través de la prueba. Es por eso que nuestras pruebas se conducen para alcanzar tres desplazamientos del sistema, permitiendo que el funcionamiento se acerque a una condición más estable para el final de la prueba. Por esa razón utilizamos las últimas lecturas para definir el rendimiento para una prueba, y esencialmente desecha todos los datos anteriores. Cuando el aceite de la salida de la prueba de la primera etapa fue transferido de nuevo al tanque de carga, la salinidad del aceite no fue conseguido al final, funcionamiento estable, pero si el promedio de funcionamiento a través de la prueba entera de primera etapa.

Deshidratación y Desalado en Una Etapa

Las pruebas 1-9 fueron intentos de deshidratar y desalar el crudo M#1 en una sola etapa. Ningunas de estas pruebas fueron acertadas en lograr la sal objetivo de PEMEX de 50 lmb de NaCl. Cuatro de estas pruebas lograron el BS&W objetivo de 0.5%.

Las pruebas 14 – 16 fueron intentos de deshidratar y desalar el petróleo M#2 en una sola etapa. Las pruebas 14 y 15 lograron la sal objetivo de PEMEX de 50 lmb de NaCl y el BS&W objetivo de 0.5%, no fue así con la prueba 16.

Desalado en Dos Etapas

Las pruebas 10 – 13 fueron intentos de desalar el petróleo crudo de M#1 en dos etapas. Las pruebas 14 y 15 lograron el BS&W objetivo de PEMEX de 0.5%, no fue así con la prueba 16. Todas las pruebas lograron la sal objetivo de PEMEX de 50 lmb de NaCl.

La presión elevada puede influir en el funcionamiento de la separación usando la tecnología Frecuencia Dual® en dos etapas, cuando el agua de lavado se mezcla en la alimentación con una válvula mezcladora de caída de presión. El cambio de válvula-mezcladora de caída de presión no tuvo ninguna afeción sobre la presión elevada moderada en las pruebas 10 y 13. La fracción de agua de la entrada fue de alrededor de 0.5%, la presión elevada de 103 psi, y la

temperatura de 225°F (107°C). El BS&W permanecía constante en un 0.5% mientras que la caída de presión de la válvula-mezcladora cambió de 10 a 20 psi.

El cambio de la caída de presión de la válvula-mezcladora afectó significativamente en las pruebas 11 y 12, que tenían una presión elevada. La fracción de agua en la entrada fue alrededor de 0.5%, la presión elevada al rededor de 128 psi, y la temperatura de 225°F (107°C). Cuando la velocidad del agua en la válvula-mezcladora disminuyó de 10 a 20 psi, el BS&W disminuyó de 0.6% a 0.4%.

Resultados Finales

Se logró el BS&W objetivo de PEMEX en la deshidratación de 0.5%, tanto para el crudo de M#1 como el de M#2. También pudimos lograr el desalado objetivo de 50 lmb de NaCl en pruebas de dos etapas.

Se logró el BS&W esperado en la deshidratación para el crudo de M#1 durante ocho diferentes pruebas, con los mejores resultados enumerados abajo primero, y que se observan arriba en la **Fig. 4.2**.

1. Polaridad Dual Una-Etapa®, 75 bopd/ft2, 250°F, y 105 psi.
2. Polaridad Dual Una-Etapa®, 211 bopd/ft2, 250°F, y 105 psi
3. Frecuencia Dual Dos-Etapas®, Polaridad Dual Modulada®, 105 bopd/ft2, 225°F, y 100 psi
4. Frecuencia Dual Una-Etapa®, 203 bopd/ft2, 245°F, y 105 psi
5. Frecuencia Dual Una-Etapa®, 213 bopd/ft2, 240°F, y 110 psi
6. Polaridad Dual Una-Etapa®, 211 bopd/ft2, 250°F y 105 psi
7. Frecuencia Dual Dos-Etapas®- Polaridad Dual Modulada®, 109 bopd/ft2, 225°F, y 130 psi
8. Polaridad Dual Modulada Dos-Etapas®-Polaridad Dual Modulada®, 109 bopd/ft2, 225°F, y 100 psi

Se logró el desalado objetivo para el crudo de M#1 durante tres diferentes pruebas, con los mejores resultados enlistados abajo primero, y se pueden observar también arriba en la **Fig. 4.2**.

1. Frecuencia Dual Dos-Etapas®- Polaridad Dual Modulada®, 105 bopd/ft2, 225°F, y 100 psi
2. Frecuencia Dual Dos-Etapas®- Polaridad Dual Modulada®, 105 bopd/ft2, 225°F, y 130 psi
3. Polaridad Dual Modulada Dos-Etapas®- Polaridad Dual Modulada®, 109 bopd/ft2, 225°F, y 100 psi

Se pudo cumplir el objetivo para el crudo M#2 usando la tecnología de Polaridad Dual Modulada en una sola etapa durante dos de las tres pruebas. Estas se encuentran enumeradas y pueden ser observadas arriba en la **Fig. 4.2**. Es común que el funcionamiento en campo exceda el funcionamiento experimental en laboratorio ligeramente. Esto es debido sobre todo al envejecimiento de los crudos de la muestra. Así, las conclusiones obtenidas de los datos de las pruebas experimentales se pueden considerar para ser ligeramente conservadoras.

SECCIÓN 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para M#2

1. El crudo seco tuvo una densidad de 18.8° API, con una viscosidad representativa de la gravedad.
2. La emulsión del crudo fue estable y fuerte, con un 12% de BS&W, y con 0.05% de sólidos.
3. Se encontró sal cristalina en el crudo.
4. La causa de la presencia de la sal cristalina en las muestras de la prueba se debe considerar más adelante. Si se concluye que las condiciones que lo producen estarán presentes en el sistema de producción, entonces se debe explorar la viabilidad de inyección de agua del en los pozos bajos en fracción de agua. La cantidad presente de sal cristalina no evitó el logro de los objetivos de funcionamiento, pero si presenta un grado de incertidumbre. Los cambios leves de BS&W en el pozo, el GOR, y el tamaño de las partículas pueden alterar significativamente la cantidad de sal cristalina, y también cambiar el rendimiento del proceso de desalado.
5. Se utilizaron 9 pruebas de susceptibilidad electrostática (EST) para determinar que el mejor desemulsificante de las pruebas experimentales HTU es el Baker Petrolite DMO-86441 con una dosis de 200 ppm.
6. La prueba piloto HTU de Polaridad Dual Modulada® tuvo éxito al alcanzar el objetivo de deshidratación de PEMEX de BS&W de 0.5% durante las pruebas experimentales HTU.
7. No se probó el objetivo de deshidratación de PEMEX de 50 lmb de NaCl.
8. La temperatura tuvo un efecto significativo en el rendimiento de la separación. A 248°F (120°C) y 85 bopd/ft², el BS&W fue de 0.4%; a 200°F (93°C) y 85 bopd/ft², el BS&W fue de 1.0%. Esto fue un aumento 250% de BS&W con una disminución de la temperatura de 48°F.
9. Se requerirán muchos más datos para determinar si el crudo M#2 es dependiente como el índice de 50 bopd/ft² tratado a 0.3% de BS&W y el de 75 bopd/ft² tratado a 0.4% de BS&W.

Para M#1

10. El crudo seco tuvo una gravedad de 20.5° API, con una viscosidad representativa de la gravedad.
11. La emulsión del crudo fue estable y fuerte, con un 24% de BS&W, y con 0.05% de sólidos.
12. No se detectó sal cristalina en el crudo.
13. Se realizaron 10 pruebas de susceptibilidad electrostática (EST) para determinar que el mejor desemulsificante de las pruebas experimentales HTU es el combinado de Baker Petrolite RP-6375 y el RP-3900 con una dosis de 200 ppm. Y 50 ppm respectivamente.
14. Se determino que el umbral de voltaje es de 5 kilovoltios.

15. El objetivo de deshidratación de PEMEX de 0.5% de BS&W se logro durante las pruebas piloto HTU.
16. Las tecnologías experimentales de una sola etapa HTU de Frecuencia Dual® y Polaridad Dual® tuvieron mucho éxito ya que lograron cumplir con el objetivo de deshidratación de PEMEX de 0.5% de BS&W.
17. El objetivo de desalado de PEMEX de 50 lmb de NaCl fue logrado con tecnologías de 2 etapas de Frecuencia Dual®-Polaridad Dual Modulada® y Polaridad Dual Modulada®-Polaridad Dual Modulada®.
18. Debido a la limitante del volumen de las muestras, y la necesidad de más adelante optimizar la tecnología de Frecuencia Dual®, se escogió la tecnología de Polaridad Dual Modulada® para continuar con el resto de la prueba.
19. El flujo tuvo un efecto suave en el rendimiento de la separación usando la tecnología de Polaridad Dual® a 250°F. En las pruebas 1 y 2, el BS&W aumentó de 0.25% a 0.40% con un aumento del flujo de 75 bopd/ft² a 211 bopd/ft².
20. El porcentaje de fracción de agua no tuvo ningún efecto en el rendimiento de la separación durante la prueba de deshidratación a 243°F y 208 bopd/ft². Comparando las pruebas 4 y 5, el BS&W permaneció siendo relativamente constantemente de 0.42% a 0.45% con un incremento en la fracción de agua de 27% a 35%.
21. El porcentaje de fracción de agua tuvo un efecto suave en el rendimiento de la separación durante la prueba de deshidratación a 200°F y 111 bopd/ft². Comparando las pruebas 7 y 9, el BS&W aumentó de 0.6% a 0.75% con un incremento de la fracción de agua de 16% a 25%.
22. Las caídas de presión de la válvula mezcladora no tuvo ningún efecto en el rendimiento de la separación durante la prueba de desalado de dos etapas. Comparando las pruebas 10 y 13, el BS&W se mantuvo constante en un 0.5% mientras que la caída de presión de la válvula mezcladora cambió de 10 a 20 psi. El contenido de sal disminuyó en la prueba 10 de 248 a 64 ppm con una caída de presión de 10 psi, mientras que seguía manteniéndose relativamente constante de 112 a 119 ppm, en la prueba 13 con una caída de presión de 20 psi.
23. Las caídas de presión de la válvula mezcladora tuvieron un efecto suave en el rendimiento de la separación durante la prueba de desalado de dos etapas. Comparando las pruebas 11 y 12, cuando la caída de presión de la válvula-mezcladora cambió de 10 a 20 psi, el BS&W disminuyó de 0.6% a 0.4%. El contenido de sal disminuyó en la prueba 11 de 279 a 85 ppm, con una caída de presión de 20 psi y disminuyó en la prueba 12 de 417 a 125 ppm, con una caída de presión de 10 PSI.

Para la Mezcla de M#1: M#2

24. Se realizaron dos mezclas del M#1 y el M#2. La relación del primer M#1 : M#2 fue de 9:1. El otro tuvo una relación del M#1 : M#2 de 8:2.
25. La mezcla de M#1 y M#2 en una relación de 9:1, no produjo ninguna incompatibilidad en viscosidad o conductividad que podría afectar la separación o el desalado.

26. Se detectó incompatibilidad durante la prueba EST de la combinación de los crudos de M#1 y M#2, ambos en relaciones de 8:2 y 9:1.

27. Se efectuaron cuatro pruebas de susceptibilidad electrostática (EST) para determinar los mejores desemulsificantes experimentales HTU para la mezcla del M#1 de 9:1 : y el M#2. Los desemulsificantes elegidos fueron los combinados de Nalco 5547 y Nalco EC-2619A, con dosificaciones de 300 ppm y de 50 ppm, respectivamente Esta mezcla no fue probada en el piloto.

28. Se realizaron once pruebas de susceptibilidad electrostáticas (EST) para determinar los mejores desemulsificantes experimentales de HTU para la mezcla de crudos de M#1 :M#2 de 8:2. Los productos químicos elegidos fueron: el desemulsificante Nalco combinado 5547, el clarificador de Baker Petrolite del panadero de RBW-3900 y ácido acético, con dosificaciones de 400 ppm, 100 ppm, y 50 ppm, respectivamente Esta mezcla no fue probada en el piloto.

Observaciones Generales

29. Mientras que no se realizó ninguna prueba para confirmar esto, se hace una recomendación general de calentar toda el agua de lavado antes de inyectarla al proceso. El agua de lavado debe calentarse hasta que alcance la temperatura de operación del recipiente, ya que es práctico.

REFERENCIAS

1. Patente: "Tratador Eléctrico"
Inventor: Floyd L. Prestridge
Número de patente: 3,772,180
Fecha de patente: 13 de noviembre de 1973
2. Patente: "Electrodos Compuestos de Carga Distribuida y Sistema de Desalado"
Inventores: Floyd L. Prestridge; Bruce C. Johnson
Número de patente: 4,702,815
Fecha de patente: 27 de noviembre de 1987
3. Patente: Rompimiento de Emulsiones con Múltiples Campos Eléctricos
Inventores: Kerry L. Sublette; Floyd L. Prestridge
Número de patente: 6,860,979
Fecha de patente: 14 de febrero de 1989
4. Patente: "Coalescencia Electrostática de Frecuencia Dual"
Inventor: Gary W. Sams
Número de patente: 6,860,979
Fecha de patente: 01 de marzo del 2005
5. Reporte de pruebas de NATCO
30 de septiembre del 2007
6. Indicadores petroleros de producción de PEP
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=2&catid=160&contentID=181>

APÉNDICE I

DATOS DE PRUEBAS DE OPTIMIZACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS

**PRUEBAS DE SUSCEPTIBILIDAD ELECTROSTÁTICA
 PARA LA SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS – M#2**

Número de Prueba	01	02	03	04	05
Descripción de prueba	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Aceite crudo	M#2	M#2	M#2	M#2	M#2
Configuración celda	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Químico de la celda	ninguno	DS – 668 / Acido Acético	ninguno	Unichem 7213	Unichem 7213 / Acido Acético
Dosificación del químico en la celda	0	200/250	0	200	100/100
Fracción de agua en la celda	12	12	12	12	12
Temperatura (°F)	190	190	190	190	190
Notas Generales	Sin diluir	Sin diluir	15 % tolueno	15 % tolueno	15 % tolueno
Celda BS (sin prod. químico)		20	2.2	1.0	1.5
Celda agua (sin prod. químico)		2.2	3.8	0.5	0.1
Celda Sólidos (sin prod. químico)	t	t	t	t	t
Celda BS (con prod. químico)		0	0.8	0	0
Celda agua (con prod. químico)		2.6	6.0	1.5	1.5
Celda sólidos (con prod. químico)		t	t	0.05	t
Notas Celda					
Voltaje máximo V	12000	12000	12000	12000	12000
Corriente máxima A	2	2	2	2	2
Nivel Establecido (Volts)	6500	6500	6500	6500	6500
Tiempo de Prueba (min)	7	7	5	5	5

Número de Prueba	06	07	08	09
Descripción de prueba	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Aceite crudo	M#2	M#2	M#2	M#2
Configuración celda	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Químico de la celda	Unichem 7213	Unichem TB-9904	Nalco EC-2169A	Baker Petrolite 86441 (También conocido como RP-6375)
Dosificación del químico en la celda	400	200	200	200
Fracción de agua en la celda	12	12	12	12
Temperatura (°F)	150	150	150	150
Notas Generales	Diluido 15%	Diluido 15%	Diluido 15%	Diluido 15%
Celda BS (sin prod. químico)	1.0	0.9	1.0	0
Celda agua (sin prod. químico)	1.0	0.5	0.1	0.8
Celda Sólidos (sin prod. químico)	0	t	t	0.03
Celda BS (con prod. químico)	0	0	0	0.8
Celda agua (con prod. químico)	2.0	1.3	1.0	0.03
Celda sólidos (con prod. químico)	t	0.03	0.03	
Notas Celda				
Voltaje máximo V	12000	12000	12000	12000
Corriente máxima A	2	2	2	2
Nivel Establecido (Volts)	6500	6500	6500	6500
Tiempo de Prueba (min)	5	5	5	5

**PRUEBAS DE SUSCEPTIBILIDAD ELECTROSTÁTICA
 PARA LA SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS – M#1**

Número de Prueba	10	11	12	13	14
Descripción de prueba	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Aceite crudo	M#1	M#1	M#1	M#1	M#1
Configuración celda	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Químico de la celda	Ninguno	Baker Petrolite RP-6375	Baker Petrolite RP-6375 + Acido Acético	Baker Petrolite RP-6375	Baker Petrolite RP-6375
Dosificación del químico en la celda	0	200	100/50	400	200
Fracción de agua en la celda	26	26	26	26	26
Temperatura (°F)	150	150	150	150	150
Notas Generales	Diluido 18%	Diluido 18%	Diluido 18%	Diluido 18%	Diluido 18%
Celda BS (sin prod. químico)	15.0	0	10	0	
Celda agua (sin prod. químico)	4.0	1.6	8	1.8	
Celda Sólidos (sin prod. químico)	t	t	t	0.05	
Celda BS (con prod. químico)	0	0		0	
Celda agua (con prod. químico)	17	1.75		1.8	
Celda sólidos (con prod. químico)	1	0.05		0.05	
Notas Celda					Umbral = 5 kV
Voltaje máximo V	12000	12000	12000	12000	10000
Corriente máxima A	2	2	2	2	2
Nivel Establecido (Volts)	6500	6500	6500	6500	10000
Tiempo de Prueba (min)	5	5	5	5	3

Número de Prueba	15	16	34	36	37
Descripción de prueba	thld	thld	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Aceite crudo	M#1	M#1	M#1	M#1	M#1
Configuración celd	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Químico de la celda	Baker Petrolite RP-6375 + RBW 3900	Baker Petrolite RP-6375 + RBW 3900	PEMEX EB 8400	Baker Petrolite RP-6375 + RBW 3900	Baker Petrolite RP-6375 + RBW 3900
Dosificación del químico en la celda	200/50	200/100	200	200/50	200/50
Fracción de agua en la celda	26	26	26	16	16
Temperatura (°F)	150	150	150	150	150
Notas Generales	18	18	Diluido M#1	Carga del Tanque w/ 18% tolueno	Carga del Tanque w/ 18% tolueno
Celda BS (sin prod. químico)	t	t			
Celda agua (sin prod. químico)	1.0	1.2			
Celda Sólidos (sin prod. químico)	t	0			
Celda BS (con prod. químico)	t	0		0.6	0
Celda agua (con prod. químico)	1.0	1.25		0.9	1.6
Celda sólidos (con prod. químico)	t	t		0	0
Notas Celda					
Voltaje máximo V	10000	10000	10000	10000	10000
Corriente máxima A	2	2	2	2	2
Nivel Establecido (Volts)	5500	5500	6500	5500	5500
Tiempo de Prueba (min)	5	5	1	5	5

**PRUEBAS DE SUSCEPTIBILIDAD ELECTROSTÁTICA
 PARA LA SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS – COMBINANDO M#1:
 M#2 (9:1)**

Número de Prueba	19	20	21	22
Descripción de prueba	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Aceite crudo	M#1	M#1	M#1	M#1
Configuración celda	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Químico de la celda	Nalco EC-2169A + Acido Acético	Petrolite F- 46	Pchem 40-16-3D	Nalco EC-2169A + Baker Petrolite RBW 3900
Dosificación del químico en la celda	200/50	200	200	300/50
Fracción de agua en la celda	<26	<26	<26	<26
Temperatura (°F)	150	150	150	150
Notas Generales	9:1 M#1: M#2 Producto Diluido	9:1 M#1: M#2 Producto Diluido	9:1 M#1: M#2 Producto Diluido	9:1 M#1: M#2 Producto Diluido
Celda BS (sin prod. químico)	1.0			1.2
Celda agua (sin prod. químico)	1.0			0.3
Celda Sólidos (sin prod. químico)	0			t
Celda BS (con prod. químico)	0			0
Celda agua (con prod. químico)	2.0			1.5
Celda sólidos (con prod. químico)	0.02			t
Notas Celda		Sin muestra, químicos pobres	Sin muestra, químicos pobres	
Voltaje máximo V	10000	10000	10000	10000
Corriente máxima A	2	2	2	2
Nivel Establecido (Volts)	5500	5500	5500	5500
Tiempo de Prueba (min)	5	5	5	5

**PRUEBAS DE SUSCEPTIBILIDAD ELECTROSTÁTICA
 PARA LA SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS – COMBINANDO M#1:
 M#2 (8:2)**

Número de Prueba	18	23	24	25
Descripción de prueba	Umbral	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Aceite crudo	M#1 M#2	M#1 M#2	M#1 M#2	M#1 M#2
Configuración celda	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Químico de la celda	ninguno	Baker Petrolite BPR-23025	Champion EXP-565	Baker Petrolite RP-6133
Dosificación del químico en la celda	0	200	200	200
Fracción de agua en la celda	<26	<26	<26	<26
Temperatura (°F)	150	150	150	150
Notas Generales	8:2 M#1: M#2 Producto Diluido			
Celda BS (sin prod. químico)	19			
Celda agua (sin prod. químico)	0.7			
Celda Sólidos (sin prod. químico)	t			
Celda BS (con prod. químico)	t			
Celda agua (con prod. químico)	17			
Celda sólidos (con prod. químico)	t			
Notas Celda		Sin muestra, químicos pobres	Sin muestra, químicos pobres	Sin muestra, químicos pobres
Voltaje máximo V	10000	10000	10000	10000
Corriente máxima A	2	2	2	2
Nivel Establecido (Volts)	5500	5500	5500	5500
Tiempo de Prueba (min)	5	5	5	5

Número de Prueba	26	27	28	29
Descripción de prueba	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Aceite crudo	M#1 M#2	M#1 M#2	M#1 M#2	M#1 M#2
Configuración celda	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Químico de la celda	Baker Petrolite 6375 + Baker Petrolite RBW- 3900	Tros PT - 9868	Unichem TB - 6897	Baker Hughes RP - 968
Dosificación del químico en la celda	200/50	200	200	200
Fracción de agua en la celda	<26	<26	<26	<26
Temperatura (°F)	150	150	150	150
Notas Generales	8:2 M#1: M#2 Producto Diluido	8:2 M#1: M#2 Producto Diluido	8:2 M#1: M#2 Producto Diluido	8:2 M#1: M#2 Producto Diluido
Celda BS (sin prod. químico)				
Celda agua (sin prod. químico)				
Celda Sólidos (sin prod. químico)				
Celda BS (con prod. químico)				
Celda agua (con prod. químico)				
Celda sólidos (con prod. químico)				
Notas Celda	Sin muestra, químicos pobres	Sin muestra, químicos pobres	Sin muestra, químicos pobres	Sin muestra, químicos pobres
Voltaje máximo V	10000	10000	10000	10000
Corriente máxima A	2	2	2	2
Nivel Establecido (Volts)	5500	5500	5500	5500
Tiempo de Prueba (min)	5	5	5	5

**PRUEBAS DE SUSCEPTIBILIDAD ELECTROSTÁTICA
 PARA LA SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS – COMBINANDO M#1:
 M#2 (8:2) (CONTINUACIÓN)**

Número de Prueba	30	31	32	33
Descripción de prueba	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Aceite crudo	M#1 M#2	M#1 M#2	M#1 M#2	M#1 M#2
Configuración celda	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual	Polaridad Dual
Químico de la celda	Nalco 5547 + Acido Acético	Nalco 5547 + Nalco EC-2169A + Acido Acético	Nalco 5547 + Nalco EC-2169A + Acido Acético	Baker Petrolite DMO-5122 + Baker Petrolite RBW-3900
Dosificación del químico en la celda	200/50	150/150/100	400/100	200/50
Fracción de agua en la celda	<26	<26	<26	<26
Temperatura (°F)	150	150	150	150
Notas Generales	8:2 M#1: M#2 Producto Diluido	8:2 M#1: M#2 Producto Diluido	8:2 M#1: M#2 Producto Diluido	8:2 M#1: M#2 Producto Diluido
Celda BS (sin prod. químico)	t	2.5	1.0	
Celda agua (sin prod. químico)	3.2	0.5	.5	
Celda Sólidos (sin prod. químico)	t	0	0	
Celda BS (con prod. químico)			0	
Celda agua (con prod. químico)			1.5	
Celda sólidos (con prod. químico)			0	
Notas Celda				Sin muestra, químicos pobres
Voltaje máximo V	10000	10000	10000	10000
Corriente máxima A	2	2	2	2
Nivel Establecido (Volts)	5500	5500	5500	5500
Tiempo de Prueba (min)	5	5	5	5

APÉNDICE II

DATOS DE PRUEBA PILOTO DE DESALADO Y DESHIDRATACIÓN

DATOS DE PRUEBA PILOTO DE DESALADO Y DESHIDRATACIÓN – M#1

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 1		
Tipo y Marca del Desemulsificante		Baker Petrolite 86641 Baker Petrolite RBW 3900		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		Ninguna						
Id. del aceite		M#1		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200 50		Límite de temperatura (°F)		250						
Prueba No.		1		Configuración de flujo		Vasija 300 23 kV		Carga en el Tanque (°F)		155						
Tipo de Campo Eléctrico		Polaridad Dual		Límite de Rejilla de Carga		68		Carga en el Tanque (psig)		9						
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios	
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O				Sal en el aceite (CL-1 ppm)
					Alimentación-carga en el tanque				BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)		
Comienzo	08:10	105	247	1381	1er etapa de descarga	76	24.41	1.24	13	15	t	0	24	t	9950	16400 ppm NaCl, 5750 lmb
1	08:45	105	250	1381	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	76	25.22	1.02	0.2	0.1	t	0	0.3	t		
2	09:00	105	255	1287	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	71	25.41	1.02	0.1	0.1	t	0	0.25	0.02		
3	09:25	100	250	1287	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	71	25.34	1.02	0.1	0.1	t	0	0.25	t		
4	09:50	110	250	1287	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	71	25.61	1.03	0.1	0.1	t	0	0.3	t	99	163 ppm NaCl, 57 lmb

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 2		
Tipo y Marca del Desemulsificante		Baker Petrolite 86641 Baker Petrolite RBW 3900		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		Ninguna						
Id. del aceite		M#1		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200 50		Límite de temperatura (°F)		250						
Prueba No.		2		Configuración de flujo		Vasija 300 23 kV		Carga en el Tanque (°F)		121						
Tipo de Campo Eléctrico		Polaridad Dual		Límite de Rejilla de Carga		200		Carga en el Tanque (psig)		6.5						
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios	
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O				Sal en el aceite (CL-1 ppm)
					Alimentación-carga en el tanque				BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)		
Comienzo	10:35	103	260	3628	1er etapa de descarga	210.5	25.51	1.01	2	26	t	0	24	t	9087	15000 ppm NaCl, 5250 lmb
5	10:50	105	257	3628	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	210.5	24.94	0.992	0.2	0.1	t	0	0.3	0.05		
6	11:05	111	250	3628	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	210.5	25.03	0.996	t	0.35	t	t	0.4	0.05		
7	11:20	105	250	3628	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	210.5	-	-	0.1	0.3	t	0	0.4	t		163 ppm NaCl, 56 lmb

**DATOS DE PRUEBA DE DESALADO Y DESHIDRATACIÓN – M#1
 (CONTINUACIÓN)**

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 3	
Tipo y Marca del Desemulsificante		Baker Petrolite 86641 Baker Petrolite RBW 3900		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		Ninguna					
Id. del aceite		M#1		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200 50		Límite de temperatura (°F)		250					
Prueba No.		3		Configuración de flujo		Vasija 300 16-40 kV		Carga en el Tanque (°F)		150					
Tipo de Campo Eléctrico		Polaridad Dual Modulado		Límite de Rejilla de Carga		200		Carga en el Tanque (psig)		6					
S = 0.4 D = 0.6 M = 0.2 C = 0.4															
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O			
								BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)		
					Alimentación-carga en el tanque			80	4	0	0	30	t	13200	21800 ppm NaCl, 7630 lmb
Comienzo	14:15	102	260	3628	1er etapa de descarga	194.5	16.57 – 50.68	1.00 – 1.51							
					Alimentación-carga en el tanque										Incrementa el flujo y baja el BT a 100 de temperatura
8	14:30	85	255	3628	1er etapa de descarga	194.5	16.38-49.78	0.868 - 1.47	0	0.5	0.03	0	0.5	t	
					Alimentación-carga en el tanque										N2 presión cayó @ 14:50L
9	14:40	78	230	3628	1er etapa de descarga	194.5	16.45 – 50.08	0.852 – 1.95	t	0.5	0.04	0	0.55	t	215 354 ppm NaCl, 124 lmb, flujo colectado, etiqueta #9 con pH 7-7.5

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 4		
Tipo y Marca del Desemulsificante		Baker Petrolite 86641 Baker Petrolite RBW 3900		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		Ninguna						
Id. del aceite		M#1		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200 50		Límite de temperatura (°F)		250						
Prueba No.		4		Configuración de flujo		Vasija 300 12-24 kV		Carga en el Tanque (°F)		145						
Tipo de Campo Eléctrico		Frecuencia Dual		Límite de Rejilla de Carga		200		Carga en el Tanque (psig)		12						
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios	
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O				Sal en el aceite (CL-1 ppm)
									BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)		
Comienzo	13:35	98	260	3628	Alimentación-carga en el tanque				Imposible de determinar			t	27	t	13400	22100 ppm NaCl, 7740 lmb
					1er etapa de descarga	202.8	12-24	-								
					Alimentación-carga en el tanque											La prueba se interrumpió de las 14:02 hasta 14:25 cuando los ajustes se cambiaron
10	13:50	99	250	3628	1er etapa de descarga	202.8	12-24	-	t	0.9	t	0	1.0	0.04		
					Alimentación-carga en el tanque											
11	14:43	100	250	3628	1er etapa de descarga	202.8	10-15	-	t	0.4	0	0	0.48	t		
					Alimentación-carga en el tanque											
12	14:55	109	245	3628	1er etapa de descarga	202.8	10-15	-	0.1	0.3	0	0	0.42	t	124 Flujo # 11, pH 7.5 204 ppm NaCl, 71 lmb	

**DATOS DE PRUEBA PILOTO DE DESALADO Y DESHIDRATACIÓN – M#1
 (CONTINUACIÓN)**

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 5		
Tipo y Marca del Desemulsificante		American Made Baker Petrolite 86641 Baker Petrolite RBW 3900		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		de PEMEX		Agua producida de PEMEX				
Id. del aceite		M#1		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200 50		Límite de temperatura (°F)		250						
Prueba No.		5		Configuración de flujo		Vasija 300 7-15 kV		Carga en el Tanque (°F)		130						
Tipo de Campo Eléctrico		Frecuencia Dual		Límite de Rejilla de Carga		200		Carga en el Tanque (psig)		5.5						
BF= 800, MF= 5, WF= IC, Sf= 0.3																
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios	
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O				Sal en el aceite (CL-1 ppm)
					Alimentación-carga en el tanque				BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)		
Comienzo	16:15	100	250	4281					Imposible de determinar			t	35	0.05	14400	23700 ppm NaCl, 8310 lmb
13	16:30	110	245	4281	1er etapa de descarga	213.1	7-15	-								
					Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	213.1	7-15	-	0.1	0.4	t	0	0.6	0.03		
14	16:45	-	240	4281	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	213.1	7-15	-	t	0.35	t	0	0.4	t		Flujo #14, pH 8.0
					Alimentación-carga en el tanque											
15	16:55	110	240	4281	1er etapa de descarga	213.1	7-15	-	0.15	0.25	t	0	0.45	0.03	107	177 ppm NaCl, 62 lmb

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 6		
Tipo y Marca del Desemulsificante		Baker Petrolite 86641 Baker Petrolite RBW 3900		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		Ninguna						
Id. del aceite		M#1		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200 50		Límite de temperatura (°F)		175						
Prueba No.		6		Configuración de flujo		Vasija 300 16-26 kV		Carga en el Tanque (°F)		160						
Tipo de Campo Eléctrico		Polaridad Dual		Límite de Rejilla de Carga		80		Carga en el Tanque (psig)		8						
BF= 1600, MF= 8, WF= IC, Sf= 0.2																
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios	
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O				Sal en el aceite (CL-1 ppm)
					Alimentación-carga en el tanque				BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)		
Comienzo	10:10	90	172	1445					22	14	0	t	24	t		
					1er etapa de descarga	84	16-26	-								
16	10:50	102	180	1445	Alimentación-carga en el tanque											Se cambio BF a 800 Hz a las 11:10t
					1er etapa de descarga	84	16-26	-	0.4	0.8	t	0	1.5	t		Se tomo muestra de foto microscópica V300 a las 11:38t
					Alimentación-carga en el tanque											Gotas de cristales de sal y agua sub-micron
					1er etapa de descarga	84	16-26	-	0.1	0.9	t	0	1	t		Cambio el voltaje máx. a 21 kV@ a las 11:55t
17	11:30	90	180	1445	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	84	16-21	-	0	0.7	t	0	0.8	t		Flujo #17, pH 7.5-8.0
					Alimentación-carga en el tanque											
18	12:12	91	182	1445	1er etapa de descarga	84	16-21	-								

**DATOS DE PRUEBA DE DESALADO Y DESHIDRATACIÓN – M#1
 (CONTINUACIÓN)**

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 7		
Tipo y Marca del Desemulsificante		American Made Baker Petrolite 86641 Baker Petrolite RBW 3900		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		Ninguna						
Id. del aceite		M#1		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200 50		Límite de temperatura (°F)		200						
Prueba No.		7		Configuración de flujo		Vasija 300 16-21 kV		Carga en el Tanque (°F)		145						
Tipo de Campo Eléctrico		Polaridad Dual		Límite de Rejilla de Carga		110		Carga en el Tanque (psig)		4.8						
BF = 800 MF = 8 WF = IC Sf = 0.2																
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios	
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O				Sal en el aceite (CL-1 ppm)
					Alimentación-carga en el tanque				BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)		
Comienzo	13:20	88	200	1696	1er etapa de descarga	109.1	16 – 21	-	4	16	t	0	16	t	8303	13700 ppm NaCl, 4810 lmb
19	13:50	102	205	1696	Alimentación-carga en el tanque											
					1er etapa de descarga	109.1	16 – 21	-	0	0.5	t	0	0.45	t		
9	14:20	94	205	1696	Alimentación-carga en el tanque											Cambio de 13-18 kV y Sf=0.3 @ 14.35t
					1er etapa de descarga	109.1	16 – 21	-	t	0.45	t	0	0.5	t		
9	14:55	95	200	1696	Alimentación-carga en el tanque											320 ppm NaCl, 106 lmb
					1er etapa de descarga	109.1	16 – 21	-	t	0.6	t	0	0.6	t	183	

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 8		
Tipo y Marca del Desemulsificante		Baker Petrolite 86641 Baker Petrolite RBW 3900		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		Agua producida de PEMEX						
Id. del aceite		M#1		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200 50		Límite de temperatura (°F)		200						
Prueba No.		8		Configuración de flujo		Vasija 300 23 kV		Carga en el Tanque (°F)		100						
Tipo de Campo Eléctrico		Polaridad Dual		Límite de Rejilla de Carga		110		Carga en el Tanque (psig)		4.5						
Notas se aumentaron de 4.5 galones de PW a 35 galones de alimentación con 30% de BSW																
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios	
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O				Sal en el aceite (CL-1 ppm)
					Alimentación-carga en el tanque				BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)		
Comienzo	16:20	83	200	2438	1er etapa de descarga	112	23	1.2				0	38	t		
					Alimentación-carga en el tanque											
22	16:45	-	-	2438	1er etapa de descarga	112	-	-	6	6	t	0	11	t		Cambio de MPD 16-40 kV S=0.4, M=0.2 D=0.6 C=0.4@ 17.00t
					Alimentación-carga en el tanque											
23	17:12	97	196	2438	1er etapa de descarga	112	10.7-25.3	0.76-3.4	1	3	0	0	4	t		
					Alimentación-carga en el tanque											
24	17:26	92	200	2438	1er etapa de descarga	112	11.4-27.8	0.76-3.2	0.3	0.5	0	0	0.8	t		

**DATOS DE PRUEBA PILOTO DE DESALADO Y DESHIDRATACIÓN – M#1
 (CONTINUACIÓN)**

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 9	
Tipo y Marca del Desemulsificante		American Made Baker Petrolite 86641		Baker Petrolite RBW 3900		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		Ninguna			
Id. del aceite		M#1		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200		50		Límite de temperatura (°F)		200			
Prueba No.		9		Configuración de flujo		Vasija 300		9=27 kV		Carga en el Tanque (°F)		150			
Tipo de Campo Eléctrico		Frecuencia Dual		Límite de Rejilla de Carga		110		Carga en el Tanque (psig)		5.5					
BF= 1100, MF= 1, WF= IC, Sf= 0.2															
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O			
									BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	
Comienzo	11:50	90	205	1956	Alimentación-carga en el tanque	112.4	9:27	-	Imposible de determinar			0	25	t	Cambio máximo voltaje de 24kV a las 12:05
25	12:20	92	200	1956	1er etapa de descarga	112.4	9:24	-	0	0.7	t	0	0.7	0.02	
26	12:50	92	201	1956	Alimentación-carga en el tanque	112.4	9:24	-	0	0.9	t	0	0.9	t	
27	13:20	90	202	1956	1er etapa de descarga	112.4	9:24	-	t	0.70	0.1	t	0.75	0.03	

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 10												
Nota		aceite procesado del FD pruebas 4, 5, 9		Tipo y Marca del Desemulsificante		American Made Baker petrolite 86641		Configuración de flujo		vasija 300		Límite de BS&W		0.5		Carga de presión		10								
Prueba No.		10		Dosificación del Desemulsificante(ppm)		20		Tipo de campo eléctrico		Frecuencia Dual		Límite de Rejilla de Carga		110		Temperatura objetivo (°F)		200								
Id. del aceite		M#1		Tipo y Marca del Clarificador		Baker Petrolite RBW 3900		Polaridad Dual Modulada		16-35 kV		Carga en el Tanque (psig)		0		Fuente del agua reciclada		Ninguna								
				Dosificación de Clarificador		5		S=0.4 D=0.6 M=0.2 C=0.4		Origen de producción agua y sal simuladas		71														
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios	Inyección de aceite	Temp (°F)	Invasa premezcla	Valvula de mezcla AP	Sobrehidratación (cc/min)	Reciclaje interno (cc/min)	Flujo interetapa de reciclaje (cc/min)	gasto de la mezcla (cc/min)	No. de Dato		
									Antes de gotas de K/O			Después de gotas K/O													Sal en el aceite (CL-1 ppm)	
									BS (%)	W (%)	S (%)	BS (%)	W (%)	S (%)												
Comienzo	10:20	90	225	1429	1er etapa de descarga	104.5	10.9	152	0	0.7	1	0	0.7	1	150	248 ppm NaCl 87 lbs	75	226	y	10	0	0	0	0	comienzo	
8	10:45	100	217	1429	2da etapa de descarga	104.5	46.7	2	0	0.1	1	0	0.3	1	75		-	y	10	0	0	0	0	28		
29	11:15	121	225	1429	2da etapa de descarga	104.5	46.7	2	0	0.1	1	0	0.2	5	2	75		219	y	10	0	0	0	0	29	
30	11:45	100	225	1429	2da etapa de descarga	104.5	46.7	2	0	0.1	1	0	0.2	5	1	64	106 ppm NaCl	75	-	y	09-oct	0	0	0	0	30

**DATOS DE PRUEBA PILOTO DE DESALADO Y DESHIDRATACIÓN – M#1
 (CONTINUACIÓN)**

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad															Hoja 11									
Nota: aceite procesado del FD, pruebas 4, 5 y 9 Prueba No. 11 Id. del aceite M#1										Tipo y Marca del Desemulsificante: American Made Baker Petrolite 86641 Dosificación del Desemulsificante(ppm): 20 Tipo y Marca del Clarificador: Baker Petrolite RBW 3900 Dosificación del Clarificador (ppm): 5					Configuración de flujo: vasija 300 Tipo de campo eléctrico: Frecuencia Dual Polaridad Dual Modulada: 12-30 kV Fuente del agua reciclada: Ninguna									
Tipo y Marca del Desemulsificante: American Made Baker Petrolite 86641 Dosificación del Desemulsificante(ppm): 20 Tipo y Marca del Clarificador: Baker Petrolite RBW 3900 Dosificación del Clarificador (ppm): 5										Configuración de flujo: vasija 300 Polaridad Dual Modulada: 12-30 kV Fuente del agua reciclada: Ninguna					Límite de BS&W: 0.5 Límite de Carga: 110 Temperatura objetivo: 200 Carga en el Tanque (°F): 160 Carga en el Tanque (psig): 5.5 Origen de producción de H2O: agua y sal simuladas									
Calda de presión: 18 Agua diluida (%): 5 Contenido de sal en solución (ppm): 37,000 Agua reciclada (%): 0 Gasto de Mezcla (cc/min): 71																								
No. de dato	Tempo	Etapas Final (par)	Temp. Tratamiento	Gasto (cc/min)	Localización de muestra en la corriente de salida	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (vV)	Prim. amper.	Medidas de la muestra						Comentarios	Inyección de aceite	Temp (°F)	Envasado	Válvula de mezcla	Sobreenyección (cc/min)	Reciclaje interno (cc/min)	Flujo interetapa de reciclaje (cc/min)	Gasto de la mezcla (cc/min)	No. de Data
									Antes de gotas de KCl			Después de gotas KCl			Sal en el aceite (CL-1 ppm)									
									BS (%)	W (%)	S (%)	BS (%)	W (%)	S (%)										
Comienzo	12.2	10	225	1420	Almacén - carga en el tanque				0	0	0	0	0	0	170	279 ppm NaCl, 98 lmb								Comienzo
					Almacén - carga en el tanque			0.8																
					Almacén - carga en el tanque			92																
					Almacén - carga en el tanque			105	11.5	1.5														
					Almacén - carga en el tanque			474	6															
					Almacén - carga en el tanque																			
31	12.5	12	225	1420	2da etapa de operación	105	15.0	72	0	0	0	0	0	0	0	0								31
					Almacén - carga en el tanque			36.2	9															
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
32	13.2	13	225	1420	2da etapa de operación	105	15.1	80	0	0.4	1	0	0.4	1										32
					Almacén - carga en el tanque			36.1	8															
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
33	13.4	13	225	1420	2da etapa de operación	105	15.2	66	0	0.4	1	0	0.4	1	52	85 ppm NaCl, 30 lmb								33
					Almacén - carga en el tanque			35.7	9															
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad															Hoja 12									
Nota: aceite procesado del FD, pruebas 7, 8 Prueba No. 12 Id. del aceite M#1										Tipo y Marca del Desemulsificante: American Made Baker Petrolite 86641 Dosificación del Desemulsificante(ppm): 20 Tipo y Marca del Clarificador: Baker Petrolite RBW 3900 Dosificación del Clarificador (ppm): 5					Configuración de flujo: vasija 300 Tipo de campo eléctrico: Frecuencia Dual Polaridad Dual Modulada: 16-35 kV Fuente del agua reciclada: Ninguna									
Tipo y Marca del Desemulsificante: American Made Baker Petrolite 86641 Dosificación del Desemulsificante(ppm): 20 Tipo y Marca del Clarificador: Baker Petrolite RBW 3900 Dosificación del Clarificador (ppm): 5										Configuración de flujo: vasija 300 Polaridad Dual Modulada: 16-35 kV Fuente del agua reciclada: Ninguna					Límite de BS&W: 0.5 Límite de Carga: 110 Temperatura objetivo: 200 Carga en el Tanque (°F): 90 Carga en el Tanque (psig): 3 Origen de producción de H2O: Simulado agua y sal									
Calda de presión: 10 Agua diluida (%): 10 Contenido de sal en solución (ppm): 37,000 Agua reciclada (%): 0 Gasto de Mezcla (cc/min): 150																								
No. de dato	Tempo	Etapas Final (par)	Temp. Tratamiento	Gasto (cc/min)	Localización de muestra en la corriente de salida	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (vV)	Prim. amper.	Medidas de la muestra						Comentarios	Inyección de aceite	Temp (°F)	Envasado	Válvula de mezcla	Sobreenyección (cc/min)	Reciclaje interno (cc/min)	Flujo interetapa de reciclaje (cc/min)	Gasto de la mezcla (cc/min)	No. de Data
									Antes de gotas de KCl			Después de gotas KCl			Sal en el aceite (CL-1 ppm)									
									BS (%)	W (%)	S (%)	BS (%)	W (%)	S (%)										
Comienzo	15.1	12	220	1420	Almacén - carga en el tanque				0.7	0	0	0	0.7	1	282	417 ppm NaCl, 146 lmb								Comienzo
					Almacén - carga en el tanque			0.7																
					Almacén - carga en el tanque			72																
					Almacén - carga en el tanque			106	15	1.2														
					Almacén - carga en el tanque			37	8															
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
34	15.4	98	220	1420	2da etapa de operación	106	15	78	0	0.4	1	0	0.6	3	0									34
					Almacén - carga en el tanque			36	3															
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
35	16.1	13	225	1420	2da etapa de operación	106	15	00	0	0.4	0.02	0	0.5	5	0									35
					Almacén - carga en el tanque			1.2																
					Almacén - carga en el tanque			38	1															
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
38	13.4	11	225	1420	2da etapa de operación	106	15	00	0	0.4	1	0	0.6	5	75	125 ppm NaCl, 44 lmb								38
					Almacén - carga en el tanque			35	4															
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			
					Almacén - carga en el tanque																			

**DATOS DE PRUEBA PILOTO DE DESALADO Y DESHIDRATACIÓN – M#2
 (CONTINUACIÓN)**

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 14	
Tipo y Marca del Desemulsificante		Baker Petrolite 86641		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		Ninguna					
Id. del aceite		M#2		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200		Límite de temperatura (°F)		250					
Prueba No.		14		Configuración de flujo		Vasija 300 16-35 kV		Carga en el Tanque (°F)		122					
Tipo de Campo Eléctrico		Polaridad Dual Modulada		Límite de Rejilla de Carga		50		Carga en el Tanque (psig)		6					
S = 0.4 D = 0.6 M = 0.2 C = 0.4															
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O			
					Alimentación-carga en el tanque				BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	
Comienzo	9:40	88	250	750					t	13	0.03	0	13	0.03	
					1er etapa de descarga	50.8	16 – 35	-	t	0.3	0.02	0	0.3	0.02	
40	10:30	82	246	750	Alimentación-carga en el tanque										Buena calidad de flujo
					1er etapa de descarga	50.8	16 – 35	-	t	0.4	0.02	0	0.4	0.03	
41	11:15	85	248	750	Alimentación-carga en el tanque										
					1er etapa de descarga	50.8	16 – 35	-	0.1	0.25	0.03	0	0.35	0.03	
42	12:0	87	248	750	Alimentación-carga en el tanque										
					1er etapa de descarga	50.8	16 – 35	-	0.01	0.2	0.02	0	0.3	0.02	

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 15	
Tipo y Marca del Desemulsificante		Baker Petrolite 86641		Límite de BS&W		0.5		Origen de producción de H2O		ninguna					
Id. del aceite		M#2		Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200		Límite de temperatura (°F)		250					
Prueba No.		15		Configuración de flujo		Vasija 300 16-35 kV		Carga en el Tanque (°F)		122					
Tipo de Campo Eléctrico		Polaridad Dual Modulada		Límite de Rejilla de Carga		75		Carga en el Tanque (psig)		6					
S = 0.4 D = 0.6 M = 0.2 C = 0.4															
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O			
					Alimentación-carga en el tanque				BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	
Comienzo	13:30	85	250	1125					2	10.5	0.02	0	11.5	0.02	
					1er etapa de descarga	76	16-35	-	t	0.25	0.02	0	0.25	0.02	
43	14:00	82	250	1125	Alimentación-carga en el tanque										
					1er etapa de descarga	76	16-35	-	0.2	0.2	0.01	0	0.4	0.02	
44	14:30	88	247	1125	Alimentación-carga en el tanque										
					1er etapa de descarga	76	16-35	-	t	0.4	0.01	0	0.45	t	
45	15:00	86	248	1125	Alimentación-carga en el tanque										
					1er etapa de descarga	76	16-35	-	T	0.4	t	0	0.40	t	

**DATOS DE PRUEBA PILOTO DE DESALADO Y DESHIDRATACIÓN – M#2
 (CONTINUACIÓN)**

HTU LIBRO DE DATOS DE LA PRUEBA PILOTO - Escenario Simple Doble Polaridad														Hoja 16	
Tipo y Marca del Desemulsificante		<u>Baker Petrolite 86641</u>			Límite de BS&W		0.5			Origen de producción de H2O			Ninguna		
Id. del aceite		<u>M#2</u>			Dosificación Desemulsificante(ppm)		del 200			Límite de temperatura (°F)			200		
Prueba No.		<u>16</u>			Configuración de flujo		<u>Vasija 300 16-35 kV</u>			Carga en el Tanque (°F)			1220		
Tipo de Campo Eléctrico		<u>Polaridad Dual Modulada</u>			Límite de Rejilla de Carga		<u>75</u>			Carga en el Tanque (psig)			6		
S = 0.4 D = 0.6 M = 0.2 C = 0.4															
No. de dato	Tiempo	Etapa Final (psig)	Temp. Tratamiento	Gasto Cargado (cc/min)	Localización de muestra en la Corriente de aceite	Rejilla de Carga	Voltaje en la Rejilla (kV)	Prim amps.	Medidas de la muestra						Comentarios
									antes de gotas de K/O			después de gotas K/O			
								BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	BS (%)	Agua (%)	Sólidos (%)		
					Alimentación-carga en el tanque				3	7.5	0.02	t	10	0.03	Se paró la prueba por la reparación del transformador. Continuo a las 13:40t
Comienzo	13:30	88	200	1090	1er etapa de descarga	75.1	16 – 35	-				t	0.25	0.01	
					Alimentación-carga en el tanque										
46	14:15	86	200	1090	1er etapa de descarga	75.1	16 – 34	-	t	0.95	0.01	0	1.	0.01	
					Alimentación-carga en el tanque										
47	14:45	85	200	1090	1er etapa de descarga	75.1	16 – 34	-	0	1	0.01	0	1	0.01	
					Alimentación-carga en el tanque										
48	15:15	82	200	1090	1er etapa de descarga	75.1	16 – 34	-	t	0.95	0.01	0	1	0.02	