



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO

**“INFORME DE PRUEBA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO MAYA EN
CIRCUITO CERRADO”**

INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ LÓPEZ

AVAL ANTE EL COMITÉ DE TITULACIÓN:

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

CIUDAD UNIVERSITARIA, DISTRITO FEDERAL, 2009

INFORME DE PRUEBA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA EN CIRCUITO CERRADO

INFORME DE PRUEBA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA EN CIRCUITO CERRADO

Contenido

RESUMEN	4
1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 Abreviaciones	5
1.2 Referencias	6
1.3 Antecedentes	6
2. OBJETIVO DE LA PRUEBA.....	8
3. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRUEBA	10
3.1 Equipos, Instrumentación y Control	11
3.1.1 Equipos del FFR.....	12
3.1.2 Instrumentación del FFR	12
3.1.3 Análisis de Laboratorio	12
4. PATÍN DE PRUEBAS CEC™	13
5. FLUIDOS DE PRUEBA.....	15
5.1 Aceite.....	15
5.2 Agua	17
5.3 Gas.....	18
5.4 Aditivos Químicos	19
6. PROGRAMA DE PRUEBAS.....	21
6.1 General	21
6.2 Personal Presente Durante la Prueba	22
6.3 Matriz de Pruebas	23
6.4 Línea Base de Datos de Desempeño Operacional de Cantarell	25

6.5 Condiciones de Prueba y Procedimientos de Muestreo	27
6.6 Modificaciones en la Matriz de Pruebas y Desviaciones del Protocolo.....	30
6.7 Comparación de las Condiciones de Prueba vs. Condiciones Costa Afuera.....	30
7. RESULTADOS PRINCIPALES Y SU DISCUSIÓN.....	33
7.1 Observaciones Generales y Tendencias.....	33
7.2 Pruebas de Pre-Arranque.....	33
7.3 Efecto sobre la Calidad del Aceite Producido al Energizar la Unidad CEC™	34
7.4 Efecto de la Temperatura	37
7.5 Efecto del Corte de Agua	38
7.6 Influencia del Tiempo de Residencia sobre el Separador Corriente Abajo	40
7.7 Capacidad del Sistema CEC™ para Romper las Emulsiones	41
7.8 Funcionamiento del Sistema CEC™ en el Circuito Multifásico de Pruebas	42
CONCLUSIONES.....	44
REFERENCIAS.....	45
LISTA DE APÉNDICES.....	47
APÉNDICE A.1.....	48
APÉNDICE A.2.....	49
APÉNDICE A.3.....	53
APÉNDICE B.1.....	62
APÉNDICE B.2.....	85
APÉNDICE C.....	99

RESUMEN

El presente informe tiene por objeto entregar los resultados de las pruebas de deshidratación del Crudo Maya del Activo Integral Cantarell, realizadas con el Coalescedor Electrostático Compacto (CEC™), instalado en el Circuito de Flujo Multifásico (MPFL), instalado en el Centro de Investigación de Energía y Petróleo de Norsk Hydro, en Porsgrunn, Noruega.

Basados en los resultados obtenidos de la serie de pruebas con el CEC™ en el MPFL, se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- El crudo Maya forma una emulsión muy estable y tiene un punto alto de inversión de fase.
- Se requiere del uso de desemulsificante para romper la emulsión y hacer funcionar el proceso de separación para el Crudo Maya. La cantidad requerida de desemulsificante para alcanzar la separación necesaria, depende del tipo de desemulsificante, el proceso de separación y las condiciones de operación.
- El sistema CEC™ actúa como un rompedor de emulsión para el crudo Maya, reduciendo por lo tanto, la cantidad de desemulsificante requerida para alcanzar la calidad requerida del producto final.
- Se observa un incremento de hasta cinco veces en la eficiencia del separador corriente abajo, con el sistema CEC™ encendido
- El sistema CEC™ habilita y hace funcional el proceso del equipo de separación con una alta eficiencia, lo cual de otra manera, resultaría en una inversión improductiva o en una falta total de separación.
- El sistema CEC™ junto con el uso optimizado de un desemulsificante, representa la mejor solución para deshidratar el crudo Maya.
- Con la ayuda de una detallada optimización de las condiciones de proceso y el conocimiento operacional, es factible obtener la calidad de 0.5% de BS&W en el producto final.

1. INTRODUCCIÓN

Este documento tiene por objeto presentar y analizar los resultados de las pruebas del desempeño del sistema de separación de crudo tipo Maya, utilizando el sistema CEC™, en el Circuito Multifásico de Pruebas instalado en los laboratorios de Norsk Hydro, como parte de los preparativos de las pruebas antes de la instalación potencial de un diseño basado en la tecnología CEC™ en las plataformas Akal-J2, Akal-J3 y Akal-L de PEMEX en Cantarell.

El circuito de pruebas en tierra fue operado para simular las condiciones operacionales costa afuera y trazar el desempeño y la envolvente operacional de la tecnología CEC™, utilizando el crudo Maya a las condiciones operacionales de Cantarell. La ubicación propuesta para una unidad CEC™ en el tren de producción de Cantarell, es corriente arriba de los separadores actuales de 2ª etapa.

1.1 Abreviaciones

BLPD	Barriles de Líquido por Día.
BOPD	Barriles de Aceite por Día.
BWPD	Barriles de Agua por Día.
CEC™	Coalescedor Electrostático Compacto.
FFR	Equipo Multifásico (Referencia Noruega de Norsk Hydro).
MPFL	Circuito Multifásico de Pruebas.
NIL	Nivel Normal de Interfases.
OIW	Aceite en Agua.
PEP	PEMEX Exploración y Producción.
RMS	Raíz Cuadrada Media.
TDS	Sales Totales Disueltas
WIO	Agua en Aceite

1.2 Referencias

<u>Ref</u>	<u>Doc. N°</u>	<u>Descripción</u>
/1/	Rev. 01	Anexo Técnico: Sistema de deshidratación de petróleo crudo para Akal-J y Akal-L, PEMEX
/2/	Rev. 01	“Procedimiento para el Llenado de Aceite / Condensado en Tanques de Transporte con Manta de Argón”, Hydro, Oil & Energy, Research Centre Porsgrunn, Norway
/3/	101807-1051-110 Rev. 03	Descripción del Desempeño del Circuito de Pruebas CEC™ para el Crudo Maya

1.3 Antecedentes

Un Coalescedor Electrostático es un dispositivo usado tradicionalmente en la parte superior, al final de la etapa de separación, para crudos medios y pesados, para lograr la adecuada calidad para su venta, en relación con el contenido de agua y la concentración de sal residual. Los equipos convencionales consisten de recipientes muy grandes, los cuales incorporan elementos internos para promover la coalescencia electrostática y, por lo tanto, no son adecuados para aplicaciones submarinas.

Un nuevo concepto, el cual aplica una aproximación diferente al proceso de coalescencia utilizando un campo electrostático, está siendo desarrollado y es considerado adaptable por igual, tanto para instalación en la superficie, como para aplicaciones en el lecho marino. Los procesos de coalescencia y decantación son divididos y tienen a lugar en dos unidades separadas. La nueva unidad Coalescedora Electrostática Compacta (CEC™) tiene un diseño simple y robusto. El separador de aceite / agua posee unos pocos elementos internos y una significativa reducción en sus dimensiones. La ventaja de la separación mediante coalescencia y la separación en dos secciones diferentes secciones, es que el CEC™ puede ser modificado fácilmente corriente arriba del separador convencional existente, para incrementar su funcionamiento, sin grandes modificaciones en el tren de separación.

La tecnología CEC™ es muy adecuada para su uso en aplicaciones costa afuera, especialmente para instalaciones flotantes de producción, en las cuales el peso, tamaño y consumo de energía son restrictivas. El CEC™ es un sistema pequeño y liviano de procesamiento de flujo, que incrementa grandemente el rendimiento del

proceso de separación del equipos de separación por gravedad instalados corriente abajo. El sistema logra un rendimiento superior de separación, mediante la coalescencia de las gotas de agua emulsionadas en la corriente de aceite, para lograr gotas mucho más grandes que decantan fácilmente en el separador corriente abajo. La acción de coalescencia se efectúa muy rápidamente bajo condiciones de flujo turbulento, cuando la emulsión se somete a un intenso campo electrostático dentro de la unidad CEC™.

La implantación de este proceso asegurará una mejora en la calidad del aceite. El funcionamiento del CEC™ no depende de los equipos de proceso corriente arriba, ya que el CEC™ puede operar con muy alto contenido de agua y aún mejorar el funcionamiento del separador corriente abajo, para obtener la calidad especificada del aceite.

2. OBJETIVO DE LA PRUEBA.

El objetivo de las pruebas del sistema de separación CEC™ con crudo Maya, en el Circuito Cerrado de Pruebas (MPFL) de Norsk Hydro, fue establecer los datos de la línea base de funcionamiento, para confirmar la capacidad de la tecnología CEC™ para deshidratar el crudo Maya y demostrar su comportamiento operacional.

Una de las expectativas de PEMEX para esta prueba, era lograr el objetivo de obtener un contenido de agua en el aceite igual o menor a 0.5% por volumen. Esto puede ser alcanzado directamente a partir de los resultados de la prueba, o puede ser derivado mediante el cálculo del factor de eficiencia de separación, con y sin el uso de la tecnología CEC™. Los valores absolutos de la prueba no son considerados como el propósito principal, ya que la simulación a escala real de las instalaciones del Campo Cantarell no es posible en el MPFL.

El MPFL está diseñado para dar una indicación del funcionamiento del CEC™ con y sin voltaje; sin embargo, el funcionamiento absoluto del sistema integral en términos de BS&W no puede ser alcanzado debido a las limitaciones impuestas por el circuito de flujo. No obstante, los datos recogidos en las pruebas realizadas con el MPFL, puede ser extrapolada a la operación costa afuera, basados en la información operacional suministrada por el cliente. A partir de esta serie de datos, normalmente se intercambia ideas con el cliente, acerca de la mejor forma de implantar el sistema CEC™ en sus procesos de separación, para alcanzar las especificaciones de los productos.

Es de hacer notar que el uso de desemulsificantes para la separación de la emulsión es una práctica industrial normalizada. Sin embargo, la cantidad de desemulsificante requerida para alcanzar las especificaciones del producto, depende de la estabilidad de la emulsión, las condiciones de operación y la eficacia de los equipos de proceso para romper la emulsión. La meta del sistema de deshidratación CEC™ es también reducir y, posiblemente, eliminar la utilización de productos químicos. La aplicación del CEC™ se traduce en una reducción sustancial en el uso de productos químicos, ya que en muchos casos, el CEC™ actúa como un excelente rompedor de emulsiones. En el caso de emulsiones estables, usualmente la mejor combinación consiste en utilizar los coalescedores electrostáticos, en combinación con un desemulsificante.

El programa de pruebas fue diseñado para trazar la envolvente operacional de la tecnología CEC™ con el aceite Maya, así como la prueba de desempeño del CEC™ para el peor escenario operacional. El fluido utilizado para las pruebas consistió en una muestra de crudo Maya del Campo Cantarell. Las pruebas en tierra se ejecutaron simulando las condiciones de operación costa afuera, para generar el rango de funcionamiento operacional de la tecnología CEC™ utilizando crudo Maya a las condiciones de operación de Akal-J y Akal-L.

La ubicación propuesta para una unidad CEC™ en el tren de producción de Cantarell, es entre los separadores de 1ª y 2ª etapa en las plataformas Akal-J2, Akal-J3 y Akal-L.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRUEBA

La instalación para realizar las pruebas la constituye el circuito multifásico de pruebas (MPFL) ubicado en el Centro de Investigación de Aceite y Energía de Norsk Hydro, en Porsgrunn, Noruega (Ver Figura N° 1). Este es un circuito cerrado de pruebas para hidrocarburos líquidos (aceite o condensados), gas de hidrocarburos y agua de formación operando hasta una presión de 110 Bar. y 140° C.

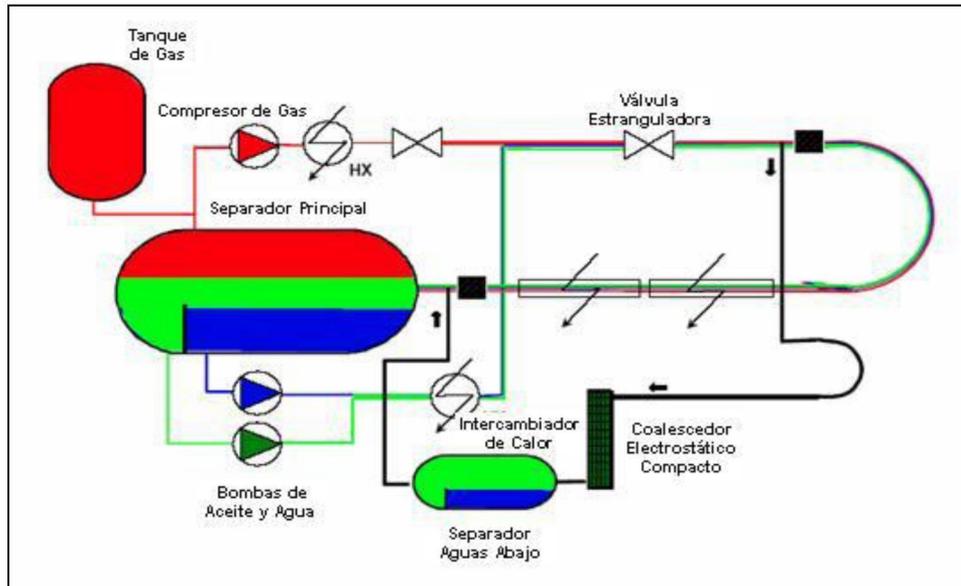


Figura N° 1. Circuito Multifásico de Pruebas de Porsgrunn con Unidad CEC™

Los fluidos son combinados hasta lograr la composición especificada. Se ha puesto atención especial para prevenir la contaminación del sistema por aceite de lubricación de las bombas de aceite y el compresor.

Un compresor utiliza el gas de un recipiente para controlar la presión en el circuito. Los gastos de las fases individuales son medidos por equipos de medición de flujo y controlados con bombas de capacidad variable. La capacidad máxima de circulación es de 45 m³/hr. Mientras que la capacidad máxima de gas es de 205 (Am³/hr)

La temperatura de los fluidos es controlada previa a la mezcla de líquidos y gases. Todos los equipos, incluyendo las tuberías, poseen rastreadores de eléctricos de calor, para asegurar una temperatura estable. Un diagrama de flujo simplificado está incluido en el Apéndice A.1. y en el Apéndice A.2. se presenta información adicional sobre el MPFL.

La instalación ofrece las siguientes características:

- 0 – 40 m³/hr. de Aceite
- 0 – 40 m³/hr. de Agua
- 0 – 40 m³/hr. de Flujo Máximo de Líquidos
- 0 – 205 Am³/hr. de Gas
- Máxima Presión de Operación 110 Bar
- Amplio Rango de Tipos de Aceite
- Simulación de Agua Congénita según Especificaciones del Cliente
- Gas Metano (Disponibilidad de otras mezclas de gases)
- Medición continua de de flujos y calidad del aceite y el agua
- Monitoreo de condición del separador utilizando Probetas Sentec.

Es de hacer notar que Norsk Hydro pone especial atención en asegurar las condiciones de separación reales, a través del mantenimiento de un aceite libre de oxígeno (el aceite es guardado en recipientes con un colchón de Argón y es introducido en el circuito cerrado, con una atmósfera previamente barrida con gas metano, para asegurar que no hay exposición al aire u oxígeno).

El laboratorio de Norsk Hydro en Porsgrunn ha llevado a cabo pruebas comparativas de las eficiencias de separación obtenidas en el campo contra aquellas obtenidas en Porsgrunn para un mismo tipo de crudo, corte de agua y condiciones de operación, con excelentes resultados.

Mayores detalles se pueden obtener en el Apéndice A.3: “El Circuito Multifásico de Pruebas de Hydro. Un Circuito Cerrado a Alta Presión para Sistemas Trifásicos de Hidrocarburos.” Berit Robøle, Harald Knut Kvandal and Reidar Barfod Schüller.

3.1 Equipos, Instrumentación y Control

La lista de equipos e instrumentos del circuito de pruebas se indica a continuación. Todo el control y la adquisición de datos fueron desarrollados por Norsk Hydro. La frecuencia de registro fue 0.5 Hz.

3.1.1 Equipos del FFR

- **Separador Trifásico de Alimentación (Separador Principal)**
 - **Internos: Rompedor de momento de entrada, coalescedor electrostático compacto AIBEL, placa perforada, barrera de sobreflujo**
- **Bomba Multifásica reforzadora (de desplazamiento positivo)**
- **Bomba de Agua (tipo centrífugo)**
- **Bomba de Aceite (de desplazamiento positivo)**
- **Compresor de Gas (tipo centrífugo)**
- **Líneas de 2-1/2" y 3" de diámetro desde el separador de alimentación hasta la unidad de pruebas. Cientos de líneas de ambos diámetros. En estas líneas se encuentra instalada una válvula de corte, operada manualmente para estrangulación de flujo.**

3.1.2 Instrumentación del FFR

- **Medidor de Flujo Másico Tipo Coriolis, para medir los gastos de aceite y agua**
- **Medidor Tipo Turbina, para medición de los gastos de gas**
- **Indicadores de Presión y transmisores**
- **Indicadores de Temperatura y Transmisores**
- **Barra Sentech de Perfil Capacitivo**

3.1.3 Análisis de Laboratorio

Se tomaron muestras de aceite y agua en varios puntos del circuito cerrado de pruebas (Ver en 6.5 la descripción de los puntos de prueba).

Se utilizó un Analizador Malvern Mastersizer 3600 para analizar el contenido de aceite en agua, con muestras diluidas. Las muestras de aceite fueron analizadas utilizando la titulación Karl-Fischer.

4. PATÍN DE PRUEBAS CEC™

El Patín de Pruebas CEC™ (ver Figura N° 2) ofrece las siguientes características clave de diseño:



Figura N° 2: Patín de Pruebas CEC™

- Flujo de líquido: 29 m³/hora
- Rango de Manejo de Corte de Agua entre 0-100% de emulsiones continuas de aceite
- En caso de que el flujo de entrada contenga un alto corte de agua y el mismo se convierta a una fase continua de agua, el sistema de suministro de potencia del CEC™ interrumpirá el voltaje automáticamente.
- Sistema de poder de alto voltaje de potencia, el cual posibilita la ejecución de pruebas a diferentes campo de fuerza.
- Operación hasta una presión de 90 Bar y temperatura de 90 °C
- Registro continuo de mediciones de presión, temperatura y calidad de la descarga de aceite.
- Monitoreo continuo de condición en el separador, utilizando perfiladores de nivel y muestreo manual.

En la figura numero 3 se muestra un diagrama de flujo DFP simplificado y el proceso del patín de pruebas CEC, indicando la instrumentación y los puntos de muestreo manuales.

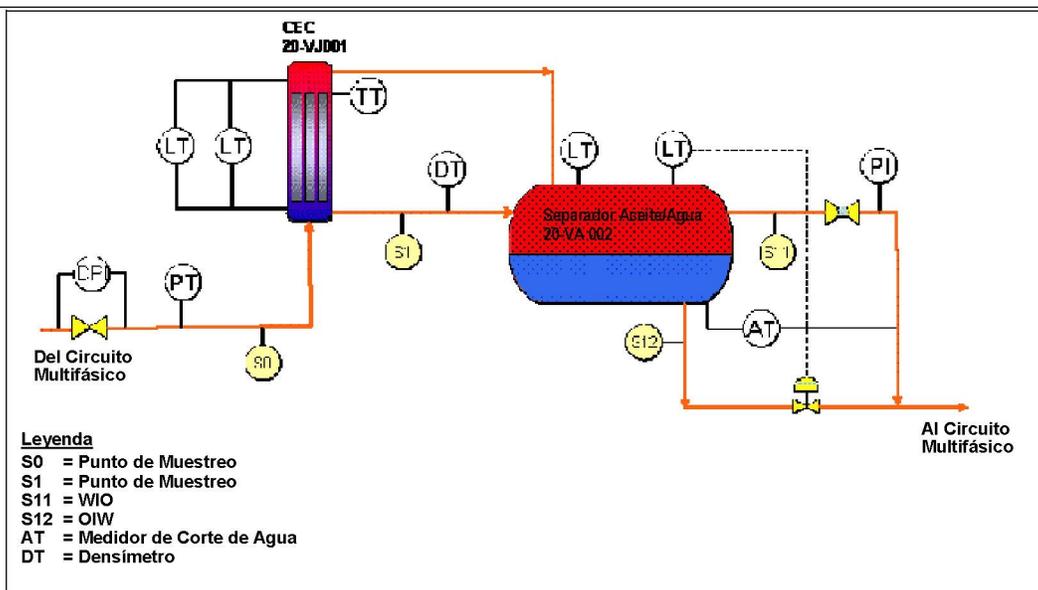


Figura N° 3: Diagrama de Flujo y Proceso del Patín de pruebas CEC™

5. FLUIDOS DE PRUEBA

La instalación fue llenada con los siguientes fluidos:

- Aceite crudo Maya
- Agua producida simulada de acuerdo con lo indicado en la Sección 5.2
- Gas natural de acuerdo con la composición definida por Kårstø

5.1 Aceite

La muestra de ~ 5m³ de aceite Maya fue tomada en el campo Cantarell por medio de 24 recipientes tipo “Tote”, a los cuales se colocó un ambiente inertizado con Argón, de acuerdo con el procedimiento específico /2/.

Las propiedades del crudo Maya están dadas en los Apéndices B.1 y B2. Esta información se obtuvo de PEP como respuesta al “Cuestionario de Datos”.

Comentarios del período de pruebas:

El transporte de los “Totes” tomó aproximadamente 5 a 8 semanas desde la fecha del llenado, hasta su arribo a las instalaciones de pruebas. Se debe hacer notar que el envejecimiento del crudo da como resultado la evaporación de los componentes más ligeros, lo cual se traduce en un crudo con mayor concentración de componentes pesados. Dichos componentes tienen una gran tendencia a formar emulsiones más estables. Una observación detallada del aceite transportado en los tanques reveló que:

- Todos los “Totes” arribaron con menos de la mitad de su capacidad (debido a regulaciones aéreas)
- El corte de agua en los tanques fue estimado por el personal de MPFL en 10 a 15%.
- Dado que los “Totes” solo contenían la mitad de su capacidad y además tenían agua, el volumen de aceite restringió de alguna forma la flexibilidad total en las operaciones de las instalaciones de prueba.

- PEP / COMESA reportaron que no había desemulsificante presente en el aceite.

La caracterización del aceite efectuada por Norsk Hydro mostró que las propiedades de la muestra contenida en los “Totes” era de la misma magnitud que las de muestras individuales tomadas previamente en el campo Cantarell. La densidad del aceite en API fue medida en 18.4° y la viscosidad de las mediciones se muestra en la Figura N° 4.

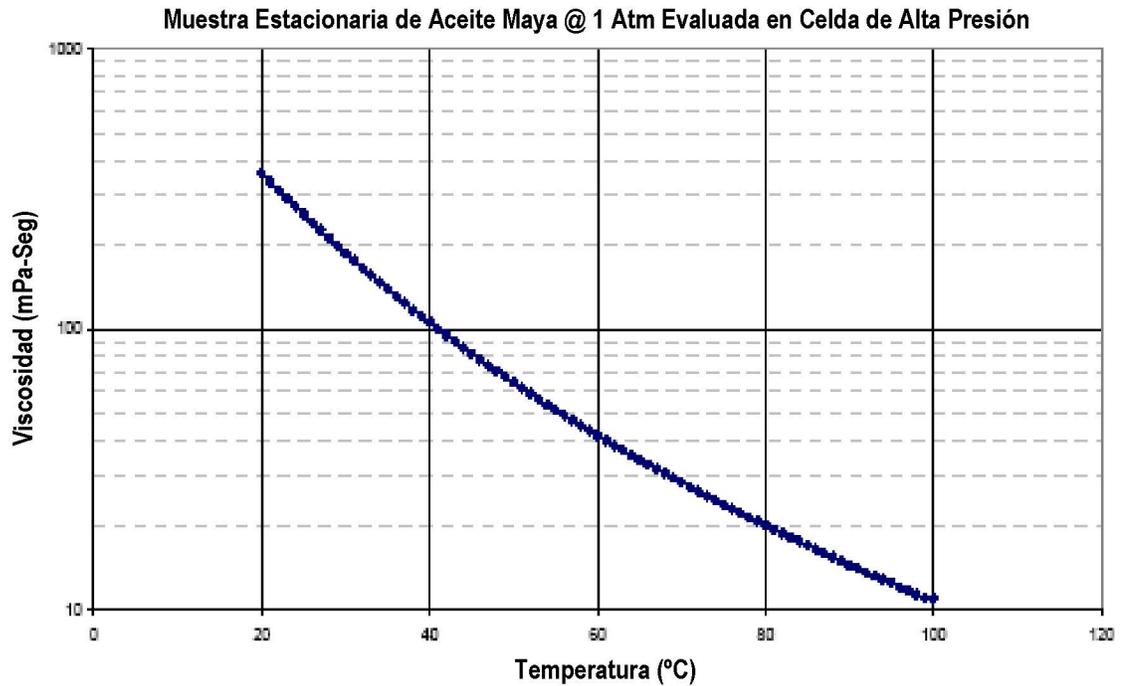


Figura N° 4: Gráfica de Viscosidad Medida por Norsk Hydro.

5.2 Agua

La simulación de la muestra de agua congénita se efectuó mediante la mezcla de agua salina con agua de servicio, para obtener la siguiente composición

Información de PEP:

PLATAFORMA	AKAL FO	AKAL FO
FECHA DEL ANALISIS	10-Ago-06	10-Ago-06
PROPIEDADES		
DENSIDAD		1.055 @ 26 °C
(pH)		8.0
SALINIDAD (NaCl) PPM		78000.0
	MG/L	MG/L
CATIONES		
SODIO	29,743.27	29.743
CALCIO	1,400	1.400
MAGNESIO	194.4	0.194
HIERRO	3	0.003
ANIONES		
CLORUROS	47,073	47.07
BICARBONATOS	829.6	0.83

PLATAFORMA	AKAL FO	AKAL FO
SULFATOS	1,900	1.90
CARBONATOS	0	0.00

El personal de MPFL mezcló el agua según esta caracterización y la introdujo en el circuito cerrado de pruebas.

5.3 Gas

Referirse al Procedimiento de Pruebas /1/:

El gas de hidrocarburos fue entregado por Statoil Kårstø. Dicho gas tiene la siguiente composición:

COMPONENTE	% MOL
N2	1.3
CO2	1.0
C1	83.2
C2	13.4
C3	1.0
IC4	0.05
C4	0.05

Comentarios del período de pruebas:

Durante las corridas de prueba no se utilizó gas. El aceite y agua se saturaron con gas antes del inicio de las corridas de prueba. Este es un procedimiento normal de acondicionamiento de MPFL.

5.4 Aditivos Químicos

De acuerdo con información recibida de PEP, el crudo recibido en el laboratorio no contenía aditivos químicos. Tampoco se recibió recomendación o suministro alguno por parte de PEP, acerca de los productos químicos utilizados en los procesos costa afuera, para ser utilizados en la simulación de dichas operaciones a nivel del laboratorio.

Durante las corridas iniciales, fue obvio que ni el equipo de MPFL ni el CEC™ fueron capaces de separar adecuadamente el aceite recibido, sin añadirle aditivos químicos. Esto es indicativo de que el aceite Maya forma una emulsión estable y que se requiere del uso de un desemulsificante para romper la emulsión. La utilización de productos químicos también fue confirmada en comunicaciones con el personal de PEP.

PEP informó que el producto químico utilizado en Cantarell es el EB-8400 de MI Swaco. Durante el período de pruebas no fue posible obtener este desemulsificante a tiempo; no obstante, MFPL tenía dos desemulsificantes: EB-830 y EB-8573.

Luego de ejecutar las pruebas de botella y efectuar consultas con el representante de MI Swaco en Stavanger, Noruega, y con los representantes de COMESA, PEP y del IMP, se decidió utilizar el producto EB-8573. Sin embargo, de acuerdo con MI Swaco, el EB-8400 y el EB-8573 son desemulsificantes totalmente diferentes y su efectividad no puede ser comparada, ya que son diseñados para dos diferentes tipos de aceite, tomando en cuenta las propiedades de los aceites, los procesos de producción y las condiciones de operación (EB-8400 es utilizado para aceites latinoamericanos y EB-8573 para aceites del Mar del Norte).

El nivel del ingrediente activo en el EB-8573 es aproximadamente 30%, mientras que en el EB-8400 es 50%. Esto produce una correlación de 100 ppm de EB-8573 equivalente a 60 ppm de EB-8400 (Ref.: E-Mail de Ian Gilbert, MI-Swaco, de fecha 01.06.2007 a las 13:01).

Los productos químicos fueron adicionados de la siguiente forma:

Hora y Fecha	Adición (ppm)	Total (ppm)
18:45 24/05/2007	30	30
08:40 25/05/2007	30	60
08:40 29/05/2007	40	100
10:15 01/06/2007	25	125
21:00 06/06/2007	15	140
14:20 07/06/2007	60	200

El personal de MPFL adiciono el desemulsificante en períodos de 15 minutos, para asegurar una distribución pareja en el flujo. Para una mezcla homogénea y observar el efecto del desemulsificante, se hizo necesario esperar 1 a 2 horas.

6. PROGRAMA DE PRUEBAS.

6.1 *General*

Como parte de la definición del programa de pruebas, se estableció una serie de criterios de éxito. Estos se asociaron al funcionamiento del sistema CEC™, versus el del separador por gravedad, ejemplo: pruebas con el suministro de voltaje del CEC™ encendido versus apagado. Si la calidad del producto mejora por el mismo factor relativo ya determinado de las operaciones costa afuera (datos de línea ase), el criterio de éxito ha sido cumplido. El criterio de éxito debería ser establecido para cierta parte “principal” de la prueba. Las pruebas “adicionales” tendrán por objeto explorar la envolvente operacional del sistema CEC™ con el aceite Maya

Por esta razón, una bien definida “Línea Base de Datos”, esto es, la información disponible de las operaciones de Cantarell, es por lo tanto importante para la correcta interpretación de los resultados obtenidos. Dado que dicha “línea base de datos” determinan las predicciones futuras de producción, el establecimiento de esta línea base de datos resultó difícil.

El razonamiento de respaldo de tal criterio, más allá de reunir ciertos parámetros de BS&W, es el de tomar en cuenta las “incertidumbres” de las instalaciones de prueba como sistema diferente del asociado a las operaciones costa afuera. Las condiciones de flujo en el circuito cerrado no podrán simular exactamente las condiciones costa afuera; no obstante, ellas permitirán predecirlas lo mejor posible.

Se estableció un procedimiento de pruebas para definir el alcance del trabajo. Aunque la mayoría de las condiciones de prueba fueron para simular las condiciones de operación pronosticadas, Norsk Hydro considera que los resultados obtenidos del circuito cerrado de flujo son rigurosos y conservadores basados en la experiencia operacional del MPFL y en su comparación con los resultados obtenidos de la operación a escala total.

Por esta razón, se propusieron unos puntos de prueba más detallados y exhaustivos, basados en la información suministrada por PEP. La intención principal de proponer una mayor cantidad de puntos de prueba, fue permitir una flexibilidad operacional para el MPFL y para los puntos de prueba dentro de la ventana operacional del MPFL. Al inicio de las pruebas, se hizo evidente que el aceite Maya tenía una muy limitada ventana operacional.

Adicionalmente a estas limitaciones operacionales, la matriz de pruebas tuvo que ser modificada debido a las siguientes razones:

- En la etapa de preparación para arranque se notó que el aceite Maya forma una emulsión estable y que es necesario el uso de desemulsificantes para romper la emulsión. La práctica general en el MPFL es utilizar el aceite con desemulsificante previamente adicionado o adicionar el desemulsificante recomendado por la compañía petrolera. Es de hacer notar que, aún con un largo tiempo de residencia utilizando internos electrostáticos, el separador principal del MPFL no fue capaz de separar la emulsión.
- Durante el período de prueba, la matriz de prueba y los resultados fueron ampliamente discutidos con los representantes de PEP / IMP presentes en el MPFL y, por lo tanto, la matriz se ajustó de acuerdo a esto.
- Se considera que la matriz de prueba cubierta produjo el mejor juego de datos a ser extraídos del aceite durante el período de pruebas disponible.

6.2 Personal Presente Durante la Prueba

Personal presente durante el período de prueba, semana 21, 22 y 23:

- Pemex Exploración y Producción.
- Instituto Mexicano Petróleo.
- Compañía Mexicana de Exploraciones.

6.3 Matriz de Pruebas

El programa actual consistió de seis (06) series de pruebas, con los siguientes objetivos principales:

1) Pruebas de Pre-Arranque
2) Pruebas a condiciones de la línea base con el CEC™ encendido / apagado <i>Verificar el funcionamiento a las condiciones operacionales dadas para Akal-J y L</i>
3) Pruebas Detalladas <i>Verificar el funcionamiento a través de la envolvente operacional:</i> <ul style="list-style-type: none">○ <i>Temperatura</i>○ <i>WC</i>○ <i>Emulsión / Tamaño de gotas</i>
4) Prueba de Contingencias <i>Contingencias / Repetición de pruebas previas, para confirmar la repetitividad</i>

Favor notar:

La regla general es que los resultados válidos se obtienen, mientras se mantengan constantes las condiciones de entrada a la unidad CEC™ durante cada punto de la prueba (algunos grados de variación son aceptados). En pruebas previas, se enfrentaron dificultades en lograr esto – en particular en mantener la entrada de BS&W constante – cuando la unidad CEC™ es apagada. Se asume que el “Separador Principal” en el MPFL separa las fases con una eficiencia constante para todas las condiciones de las pruebas para así mantener el mismo nivel de BS&W a la salida del “Separador Principal”. Es posible que no sea el caso para todas las condiciones de las pruebas debido a la limitación presentada por el circuito cerrado y a la formación de una emulsión estable debido a la circulación continua.

En este programa de pruebas se asume que existe una condición estable de alimentación al patín de pruebas CEC™, aún con la unidad CEC™ apagada (sin fuerzas electrostáticas para mejorar la separación). De no ser este el caso, la mayoría de los puntos de prueba deberán ser corridos con la unidad CEC™ encendida.

El programa del protocolo de pruebas se presentó a PEP / IMP, antes del inicio del período de pruebas, en el documento /3/.

6.4 Línea Base de Datos de Desempeño Operacional de Cantarell

Es importante tener un juego de la línea base de datos de funcionamiento operacional de Cantarell, para la evaluación de los resultados de las pruebas y para la definición de los criterios de éxito para la ejecución de las mismas. Dado que no hay disponibles juegos de datos operacionales de las plataformas Akal-J2, Akal-J3 y Akal-L, la línea base de datos operacionales se ha desarrollado a partir de los perfiles de pronósticos de producción.

Los Perfiles de Pronóstico de Producción tomados del “Anexo Técnico” [1] son:

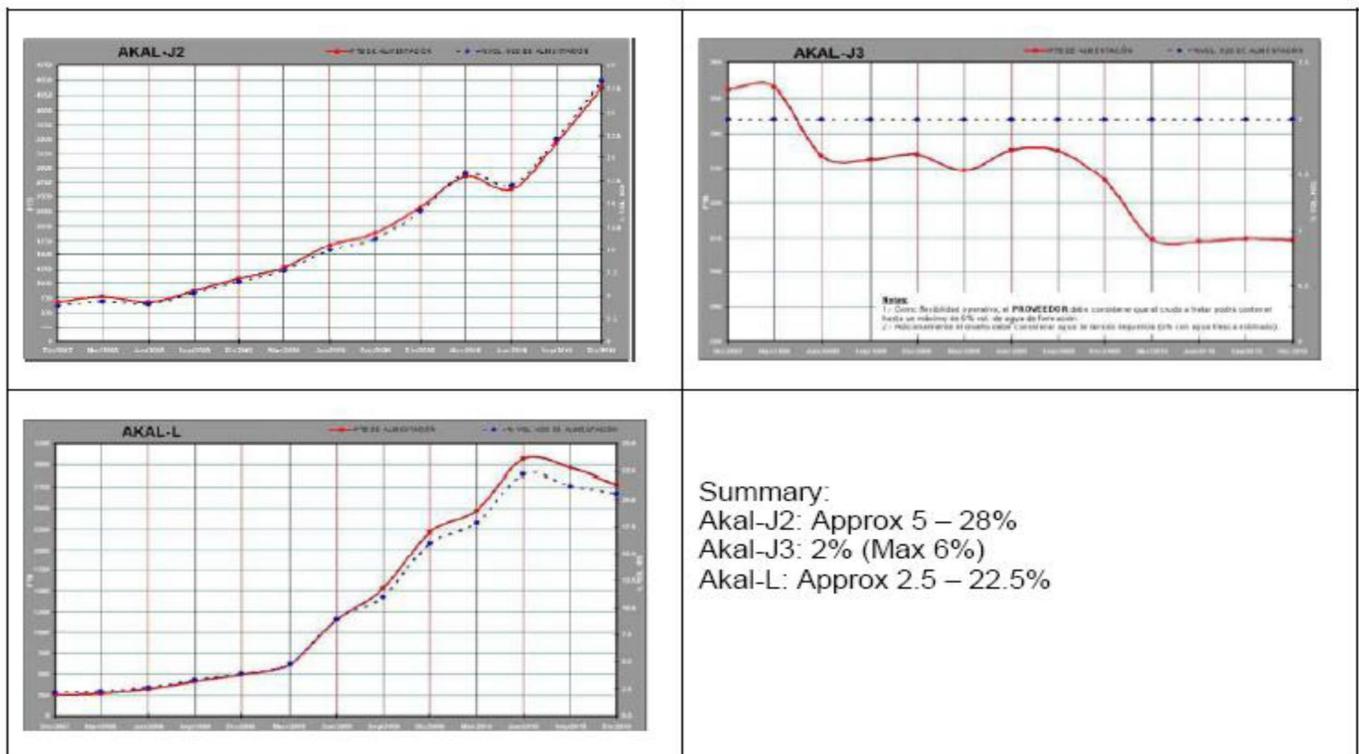


Figura N° 5: Perfiles de Producción para Akal-J2, Akal-J3 y Akal-L

La prueba del desempeño del CEC™ a condiciones operacionales tan similares como sea posible a las condiciones de los separadores de 2ª etapa del campo Cantarell. Esto es:

<p>Inyección de Química (tipo y concentración):</p> <p style="text-align: center;">Rompedor de Emulsiones</p> <p style="text-align: center;">Antiespumante</p> <p style="text-align: center;">Inhibidor de Corrosión</p> <p style="text-align: center;">Otros</p>	<p style="text-align: center;">No hay información por parte de PEP</p>
<p style="text-align: center;">Condición Operacional de AKAL-J2:</p> <p style="text-align: center;">Presión [Bar]:</p> <p style="text-align: center;">Temperatura [°C]:</p> <p style="text-align: center;">Gasto de Producción [BLPD]:</p> <p style="text-align: center;">BS&W [vol-%]:</p>	<p style="text-align: center;">2.5</p> <p style="text-align: center;">60</p> <p style="text-align: center;">130.000 BLPD</p> <p style="text-align: center;">5 – 28</p>
<p style="text-align: center;">Condición Operacional de AKAL-J3:</p> <p style="text-align: center;">Presión [Bar]:</p> <p style="text-align: center;">Temperatura [°C]:</p> <p style="text-align: center;">Gasto de Producción [BLPD]:</p> <p style="text-align: center;">BS&W [vol-%]:</p>	<p style="text-align: center;">2.5</p> <p style="text-align: center;">65</p> <p style="text-align: center;">130.000 BLPD</p> <p style="text-align: center;">2 (máx. 6%)</p>
<p style="text-align: center;">Condición Operacional de AKAL-L:</p> <p style="text-align: center;">Presión [Bar]:</p> <p style="text-align: center;">Temperatura [°C]:</p> <p style="text-align: center;">Gasto de Producción [BLPD]:</p> <p style="text-align: center;">BS&W [vol-%]:</p>	<p style="text-align: center;">2.5</p> <p style="text-align: center;">65</p> <p style="text-align: center;">130.000 BLPD</p> <p style="text-align: center;">2.5 – 22.5</p>

Los parámetros operacionales del circuito de pruebas se ajustan a las condiciones operacionales costa afuera. Una vez logradas las condiciones de estabilidad, el suministro eléctrico del CEC™ se posiciona en ENCENDIDO / APAGADO y se monitorean los resultados.

Dado que estas no son condiciones que se hayan experimentado en las plataformas actuales, la comparación de la línea base de datos con las condiciones costa afuera no es una función directa.

6.5 Condiciones de Prueba y Procedimientos de Muestreo

El monitoreo de separación en el CEC™ se efectuó de dos formas: mediante la observación de los parámetros en la sala de control en el MPFL y mediante el muestreo manual en ciertos puntos del circuito.

Los parámetros de procesos observados en el cuarto de control fueron:

- Gastos de aceite, agua, gas.
- Temperaturas en varios lugares en el sistema
- Presiones en diferentes puntos del sistema
- Posición de Válvulas
- Probetas Sentec en el Separador Principal y en el separador CEC™ corriente abajo
- Voltaje e intensidad de corriente en el CEC™

El muestreo se efectuó en varios puntos del circuito:

- *Después de la Bomba de Aceite.* Este punto de muestreo es inmediatamente después de la bomba de aceite, y MPFL lo considera un buen punto de muestreo, dado que el flujo es mezclado por la bomba, lo que hace homogénea la muestra.

- **Corriente arriba del punto más bajo del CEC™.** Este es un punto de muestreo en el fondo de la tubería antes del CEC™. El punto de muestreo recolectará más agua si el flujo no es homogéneo y si hay agua libre presente.
- **Corriente arriba del CEC™, en la pared de la tubería de muestreo.** Este es un punto de muestreo ubicado a un lado de la tubería y, por lo tanto, efectúa el muestreo de la pared lateral de la tubería. Este punto de muestreo no es considerado representativo del flujo, ya que la muestra es tomada después de un codo a 90° y podría haber algún contraflujo y flujo no homogéneo en el mismo.
- **Entre el CEC™ y el separador corriente abajo.** Este punto de muestreo es una punta que abarca desde la parte superior de la tubería hasta la parte media de la tubería. Este punto de muestreo estará influenciado por el hecho de que grandes gotas de agua que coalescen en el CEC™, caerán al fondo de la tubería y, por lo tanto, en la muestra se medirá el corte de agua en el aceite. Ver la figura N° 6, para una ilustración de lo anterior.

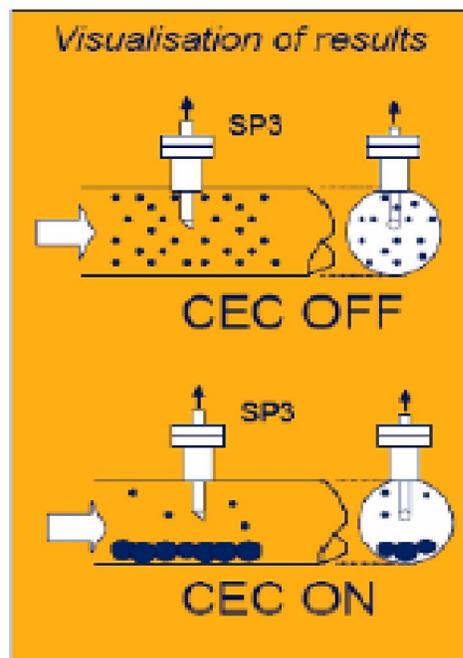


Figura 6: Ilustración de Muestreo entre el CEC™ y el Separador Corriente Abajo.

- **Corriente Abajo del separador del CEC™.** Este punto de muestreo está ubicado en la tubería de salida (del crudo) después del separador. El punto de muestreo está ubicado en el fondo de la tubería y, por lo tanto, la muestra representará el máximo contenido de agua en una sección transversal de la tubería. Este punto puede recolectar más agua libre que la que este presente en una sección transversal promedio de la tubería. El punto de muestreo está ubicado en el fondo del tubería, ya que la salida de aceite puede actuar como una salida de aceite / gas para algunas configuraciones del patín del CEC™.
- **En el separador del CEC™.** El separador corriente abajo tiene un punto de muestreo en la capa de aceite del separador, para efectuar el muestreo de la calidad del aceite mediante un medidor en línea de WC. Debido a la alta viscosidad del aceite Maya, no fue posible operar apropiadamente el medidor WC.

El aceite fue muestreado durante las pruebas, utilizando tres diferentes métodos:

- **Método de Análisis Directo:** Un contenedor plástico con líquido para dilución se utilizó para recolectar la muestra. Este método fue utilizado para encontrar el corte total de agua en el punto de muestreo, independientemente de la cantidad de agua libre y/o emulsión.
- **Método de Centrifugación:** Un contenedor especial para el centrifugado, se utilizó para recolectar la muestra. La centrifugadora fue operada a 1295 rpm por 10 minutos. La centrifugadora fue operada inicialmente por 5 minutos, pero la observación de la muestra después de centrifugada reveló que no se había depositado nada de agua libre en el fondo del contenedor. Después del centrifugado, se efectuó el análisis de Karl Fisher para determinar el corte de agua en la capa de aceite.

- **Columna de Vidrio:** También se tomaron muestras en las columnas de vidrio y se pusieron en un baño de agua caliente. Luego se efectuó el análisis de Karl Fisher a la capa superior de la columna, después de 10, 20, 40 y/o 60 minutos de decantación por gravedad. Se observó que había gas presente y se continuó la desgasificación por 10 a 15 minutos después de tomada la muestra. Esto derivó en una mezcla de la muestra en la columna, en algunos casos, en el entrapamiento de gas en la prueba de titulación Karl-Fisher, lo cual condujo a un incremento en las lecturas de corte de agua.

6.6 Modificaciones en la Matriz de Pruebas y Desviaciones del Protocolo

Durante el período de pruebas, la matriz de pruebas propuesta, la cual se puede encontrar en el documento de descripción de las pruebas /3/, fue modificada.

Esto fue debido a los resultados recibidos y el análisis durante el período de pruebas. Se realizaron discusiones con los representantes de PEP e IMP presentes durante el período de pruebas en MPFL y se realizaron ajustes a la matriz según lo acordado en dichas discusiones. También las condiciones operacionales crearon restricciones sobre la forma de alcanzar bajos cortes de agua en el MPFL.

Los resultados de las pruebas son tabulados en forma cronológica en el Apéndice D.

6.7 Comparación de las Condiciones de Prueba vs. Condiciones Costa Afuera

Tal y como se indicó en los capítulos previos, las condiciones del circuito de pruebas no simularán exactamente las condiciones costa afuera; sin embargo, ellas permitirán obtener las mejores predicciones posibles. La tabla a continuación, resume las principales diferencias:

Parámetro	Akal	Instalación de Pruebas
Capacidad de Flujo/ Tiempo de Residencia	11 – 12 minutos de Tiempo de Residencia como “Línea Base” en una producción de 130,000 BPD.	La Unidad CEC™ puede operar a +/- su flujo de diseño. Tiempo típico de residencia del aceite en el separador es 3-6 minutos.
Condiciones Corriente Arriba	Separadores, válvulas de control, calentador, tuberías.	Condiciones de circuito cerrado con bombas de Aceite y Agua, tuberías, válvulas.
Fluidos	Vivos.	Muestras de fluidos realistas “recombinados” (aceite Maya, agua salina, gas natural).
Químicos	Frescos, alimentación continua.	Contenido de Corrientes de aceite con desemulsificante añadido.

Los expertos de tecnología de Separación de Hydro confirman que las condiciones de prueba y los resultados correspondientes, medidos en el MPFL son conservadores (Ref. Carta de Hydro en Apéndice D). Algunas de las consideraciones para esta afirmación son:

- La viscosidad del aceite vivo será menor, debido a que al medir la viscosidad del aceite muerto o del aceite muerto reconstituido mediante un método de corte, dará lecturas mucho más altas que la viscosidad del aceite vivo en el separador que no está sujeto a mayor corte.
- La densidad del Aceite vivo será menor. Las mediciones mostraron una densidad API de 18.4; del cuestionario de datos (Apéndices B.1 y B.2) se tienen datos para el API, en el rango de 19° a 22°.

- **El contenido de cera del aceite puede ser afectado significativamente por el proceso de envejecimiento. El aceite vivo no poseía ninguna de esas características y se separaba bien.**

7. RESULTADOS PRINCIPALES Y SU DISCUSIÓN.

7.1 Observaciones Generales y Tendencias

A medida que avanzaba el período de pruebas, se hizo evidente que el aceite que salía del MPFL contenía agua. Con el objeto de controlar el contenido total de WC, se hizo necesario tomar muestras de este aceite y ajustar el flujo de agua para compensarlo.

Este contenido de agua en el aceite provocó restricciones para la alimentación de fluido con bajos cortes de agua al patín del CEC™. El corte de agua más bajo que pudo obtenerse fue 2%. Para efectos prácticos de las operaciones, el corte de agua más bajo estuvo en el rango de 4 a 6%.

7.2 Pruebas de Pre-Arranque

Los primeros días fueron dedicados a efectuar las pruebas de pre-arranque. Estas pruebas se ejecutaron con el aceite, tal y como fue recibido; esto es, sin la adición de productos químicos. Estas corridas mostraron que no hubo separación de aceite Maya en el MPFL. Estas condiciones de prueba representan el peor escenario de los casos, sin la ayuda de desemulsificante alguno.

Las muestras indicaron un corte de agua del 65%. El agua estuvo siendo mezclada en la emulsión, a medida que el aceite y el agua fueron bombeados a través del circuito. Los operadores del MPFL probaron diferentes opciones para alcanzar la separación:

- El calentamiento hasta 90° C no produjo separación alguna.
- El incremento del corte de agua, para producir una inversión de fase continua de aceite a fase continua de agua. Adicionalmente al incremento del corte de agua hasta un 70%, se ejecutaron pruebas de botella para observar el momento en el cual ocurría la inversión; las pruebas de botella con hasta un 90% WC no mostraron inversión alguna.

Una muestra de la emulsión circulado en el circuito se corrió en una centrifuga a 1,295 rpm por 5 minutos; no se observó de agua libre al final de la misma y el análisis de titulación Karl-Fisher mostró de un 63 a 65% WC. Por lo tanto, se puede concluir que el aceite Maya formó una emulsión muy estable, razón por la cual se requería el uso de desemulsificante químico para poder llevar a cabo el proceso de separación.

7.3 Efecto sobre la Calidad del Aceite Producido al Energizar la Unidad CEC™

Para la medición de la calidad del aceite en el separador corriente abajo se utilizó un perfilador Sentec. El Perfilador Sentec contiene un número de sensores instalados dentro del separador de aceite / agua, con una resolución de 10 mm en dirección vertical. Uno de los sensores en el perfilador Sentec provee información en línea, en términos de los “datos no filtrados de capacitancia” de los valores de los fluidos. Cada sensor tiene un cero absoluto individual y un rango de lecturas; sin embargo, generalmente los “datos no filtrados de capacitancia” son de 70 aproximadamente para aceite puro, mientras que los de agua son de 1,000 aproximadamente. Dependiendo de la composición de la emulsión, los “datos no filtrados de capacitancia” para emulsiones pueden variar entre 70 y 1,000. El siguiente ejemplo muestra el perfil de tendencias del período de pruebas (Ver Figura N° 7).

Del Cuarto de Control de NH-MPFL

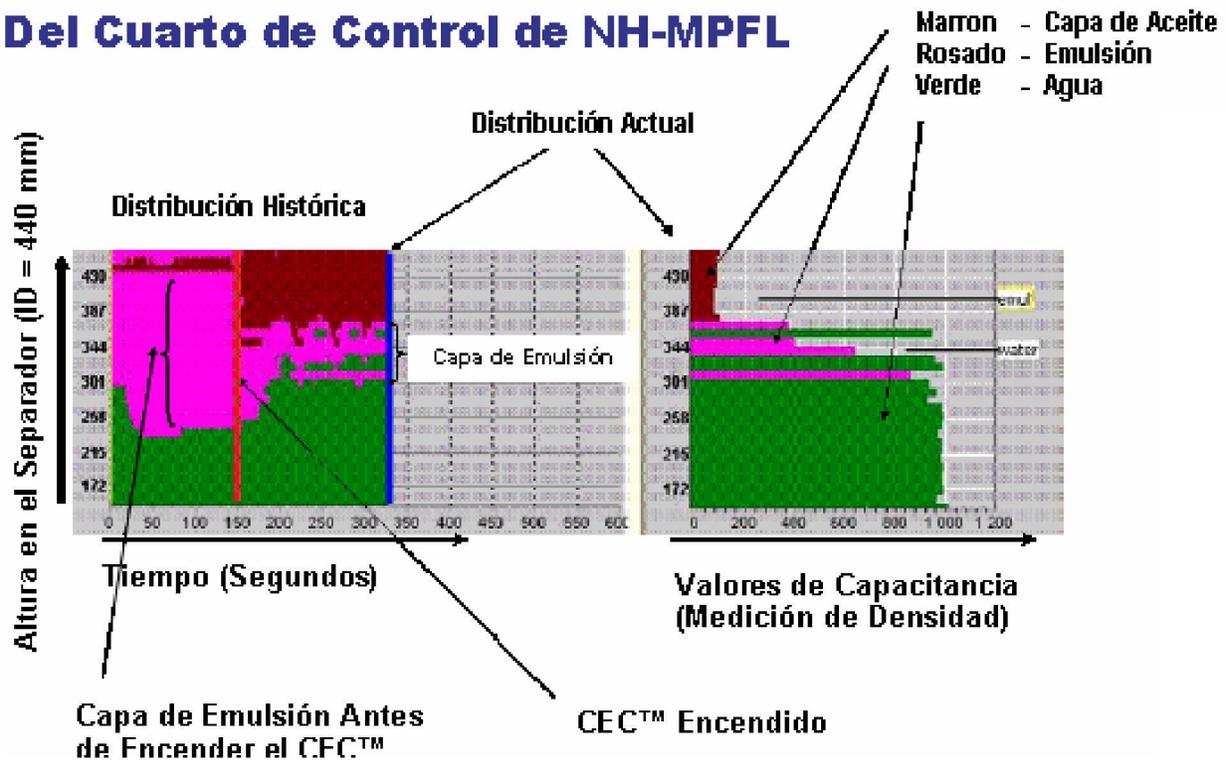


Figura N° 7: Tendencia con respecto al Tiempo, del Separador CEC™ Corriente Abajo con Variación en el Voltaje (Encendido y Apagado). WC=12% a la Entrada.

De la figura N° 7 se puede observar que el separador corriente abajo está completamente lleno de emulsión cuando la unidad CEC™ está apagada. Sin embargo, tan pronto como se enciende la unidad CEC™, la emulsión en el separador corriente abajo se rompe, dando por resultado un incremento en el nivel del agua y una capa de aceite más estable. Adicionalmente, se puede observar que el espesor de la capa de emulsión se reduce significativamente. La reducción de la capa de emulsión se traduce en una mejor separación de las gotas de agua desde la capa de aceite y, por lo tanto dando una mejor calidad del aceite. Adicionalmente la calidad del agua también mejora significativamente.

Los resultados con la unidad CEC™ encendida y apagada fueron registrados y se indican en la tabla a continuación:

Flujo [m³/hr]	Temperatura [°C]	Voltaje [V]	WC a la Entrada del Patín CEC™ [%]	WC a la Salida del Patín Separador Corriente Abajo del CEC™ [%]	Eficiencia de Separación [%]	Incremento en Separación al Comparar con el CEC™ Encendido y Apagado
14.5	55	4,200	15.0	5.73	62%	
14.5	55	0	15.0	16.1	0%	
15.0	60	3,300	27.8	3.9	86%	543%
15.0	60	0	27.8	23.4	16%	
11.6	65	4,150	12.0	6.14	49%	
11.6	65	0	12.0	13.35	0%	
15.0	65	3,100	22.0	5.51	75%	
15.0	65	0	22.0	24.0	0%	
15.0	65	3,250	6.0	2.0	67%	160%
15.0	65	0	6.0	3.5	42%	
11.6	75	3,250	5.0	3.95	21%	
11.6	75	0	5.0	6.1	0%	

De la tabla anterior, es evidente que el corte de agua a la salida cuando el patín CEC™ está encendido es en promedio 3 veces menor que los valores con el CEC™ apagado. Más importante aún, los resultados pueden explicarse mediante la comparación de la eficiencia de separación con el patín CEC™ encendido y con el CEC™ apagado. En la mayoría de los casos

con el CEC™ apagado, el separador corriente abajo no efectuó separación alguna de las fases. Esto es indicativo de la imposibilidad de efectuar el proceso de separación gravimétrica con el aceite Maya, para un determinado tiempo de residencia. Sin embargo, con el patín CEC™ encendido, el separador corriente abajo se hace funcional, con una eficiencia de separación significativa. Por lo tanto, el mayor logro de la unidad CEC™ es hacer posible la funcionalidad del equipo de proceso el cual, de otra manera, no efectuaría separación alguna.

7.4 Efecto de la Temperatura

El sistema fue probado a 55, 65 y 75° C de temperatura. La tabulación de los tres resultados obtenidos se indica a continuación:

Flujo [m3/hr]	Temperatura [°C]	WC a la Entrada [%]	WC a la Salida [%]	Eficiencia de Separación [%]
11.5	75	5.0	3.95	21%
11.3	65	10.0	3.42	66%
11.5	55	4.5	3.28	27%

La observación superficial de la tabla anterior indica que la temperatura tiene poco efecto sobre la calidad del aceite de salida. No obstante, los puntos de datos son insuficientes para efectuar conclusiones definitivas sobre dicho efecto. Esto se deriva de los diferentes valores y de la falta de una tendencia definitiva en la eficiencia de separación, como función de la temperatura.

7.5 Efecto del Corte de Agua

La Figura 8A muestra las cifras de corte de agua a la salida del sistema CEC™, como una función del corte de agua a la entrada del sistema CEC™, cuando el CEC™ está encendido. Se puede observar que el corte de agua a la salida es mucho menor, en comparación con el corte de agua a la entrada, lo cual se traduce en una alta eficiencia operacional del separador corriente abajo. Más importante aún, la línea de tendencia, que exhibe una pendiente muy pequeña, es indicativa de un corte de agua relativamente estable para valores más altos de cortes de agua a la entrada, para un determinado tiempo de residencia.

Una gráfica similar se desarrolló para el patín CEC™ en condición de apagado (ver Figura 8B). Se puede observar de dicha figura que, el corte de agua entrando en el sistema CEC™ es igual al de la salida del mismo, lo cual indica una total falta de separación. La comparación de las figuras 8A y 8B indica que el CEC™ no solo mejora el rendimiento de separación del separador corriente abajo, sino que también posibilita el uso efectivo del proceso de separación por gravedad. Es de hacer notar que todas las pruebas anteriores fueron efectuadas utilizando desémulsificante, tal y como se indicó previamente. Esto indica que, para la concentración utilizada, el desémulsificante por sí mismo no es suficiente para hacer posible el proceso de separación. Sin embargo, con el CEC™ encendido, la misma concentración de desémulsificante es suficiente para obtener una completa separación entre las fases. Lo anterior es indicativo de la efectividad del sistema CEC™ para reducir significativamente la cantidad de desémulsificante requerida para alcanzar la calidad requerida del producto.

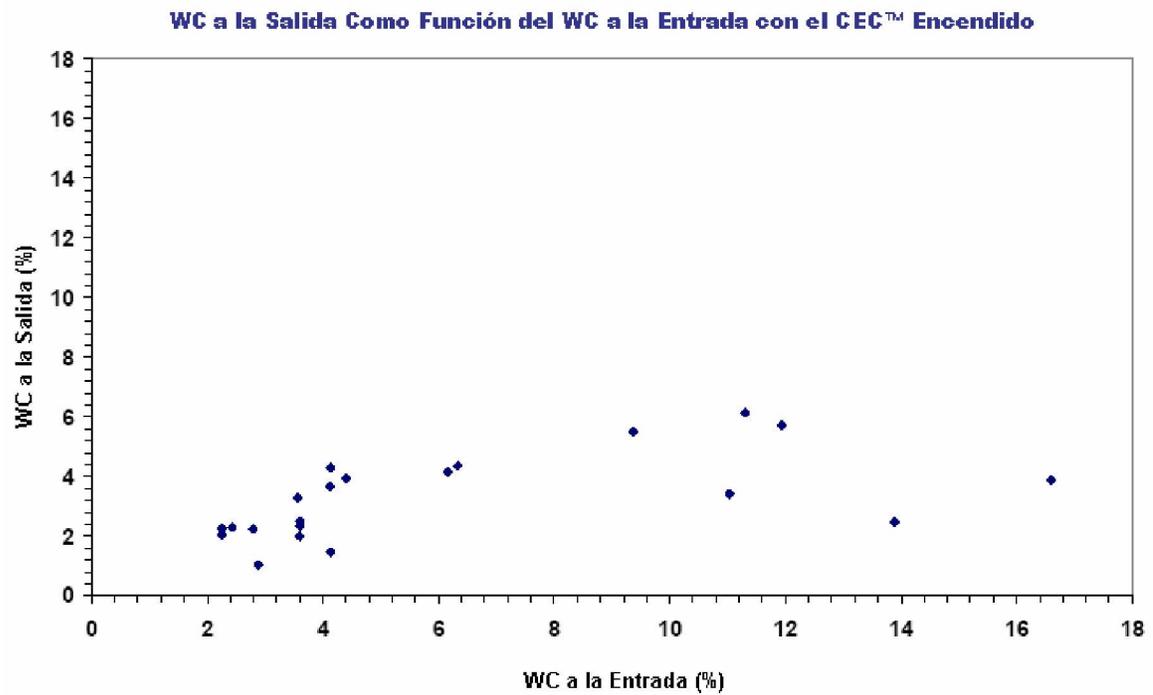


Figura 8A: Calidad del aceite a la salida como función del WC a la entrada.

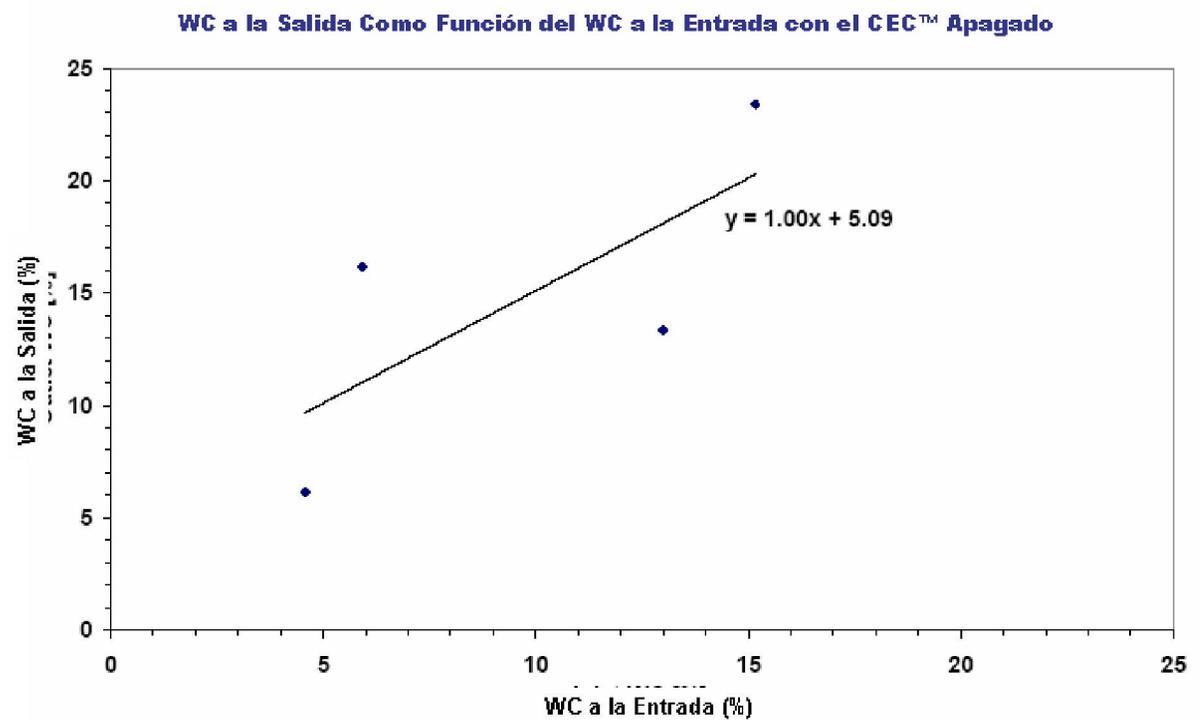


Figura 8B: Calidad del aceite a la salida como función del WC a la entrada.

7.6 Influencia del Tiempo de Residencia sobre el Separador Corriente Abajo

El tiempo de residencia en el separador se logró mediante la variación de los gastos entrando al patín del CEC™. Dado que el patín del CEC™ es versátil y adaptable, los parámetros del mismo deben de ser adaptados al tamaño del circuito. En general, el patín del CEC™ ha sido adaptado para ajustarse a los gastos, presiones y temperaturas del MPFL. La configuración actual tiene un separador compacto con un tiempo de residencia de 1 a 3 minutos.

Como se puede observar el gráfico (ver Figura 9), mayores tiempos de residencia producirán menores cortes de agua. Basados en estas tendencias, es posible optimizar el tiempo de residencia para obtener las condiciones de salida especificadas.

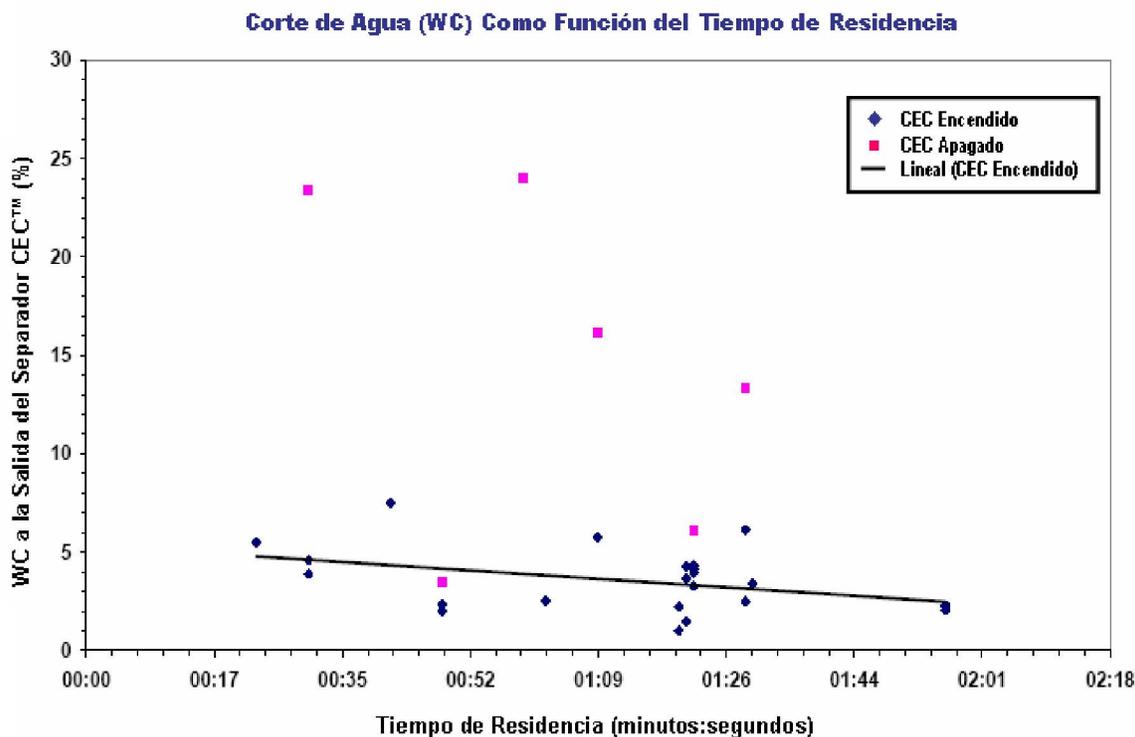


Figura 9: Corte de Agua como Función del Tiempo de Residencia

7.7 Capacidad del Sistema CEC™ para Romper las Emulsiones

El MPFL es un circuito cerrado. Por lo tanto, y debido a las condiciones de circulación continua del fluido, durante esta operación se forma una emulsión estable. La cantidad de emulsión estable a formarse, depende del tipo de aceite, la estabilidad de la emulsión y la eficiencia del separador principal en el circuito cerrado de pruebas, para romper y separar toda la emulsión. Dado que el separador instalado en el circuito cerrado de flujo no tuvo la capacidad para separar la emulsión, hubo una considerable cantidad de emulsión estable dentro del sistema MPFL. El corte de agua a la salida del separador principal tuvo que ser medido durante todo el tiempo, para poder tener un control total del corte de agua que estaba siendo alimentado al patín del CEC™.

La medición del corte de agua fue efectuada primero, tomando una muestra del circuito cerrado de pruebas y corriéndola en una centrifugadora a 1,295 rpm por 10 minutos. Al final del centrifugado se observó la presencia de agua libre en el fondo del tubo. Una muestra del aceite fue medida mediante el proceso de titulación Karl-Fischer, para determinar el agua emulsionada en la capa de aceite.

La Figura 10 muestra el agua emulsionada medida antes y después del patín del CEC™. En la misma se puede observar que, independientemente de la cantidad de agua emulsionada a la entrada, el contenido de agua emulsionada a la salida del CEC™ siempre arrojó valores cercanos al 0.5%. Esto indica que una optimización de las condiciones de los procesos y del tiempo de residencia en el separador corriente abajo, dará por resultado un aceite con 0.5% de contenido de BS&W.

Agua Emulsificada en Aceite después del Centrifugado, Medida Antes y Después del CEC™ con el CEC™ Encendido (Desemulsificador > 125 ppm)

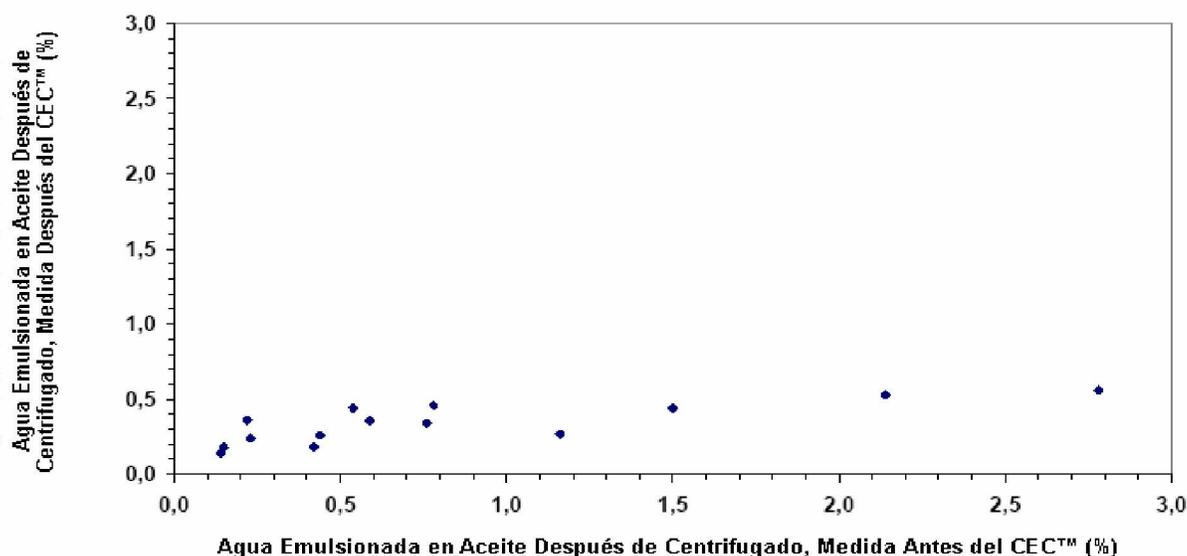


Figura 10: Agua Emulsionada en Aceite Después de Centrifugación, Medida Antes y Después del Patín del CEC™

7.8 Funcionamiento del Sistema CEC™ en el Circuito Multifásico de Pruebas

La medición efectuada el 8 de Junio muestra que cuando el circuito cerrado de flujo es puesto en operación sin el sistema CEC™, el sistema MPFL solo pudo reducir a 4.27% el contenido de agua en el aceite después de haber centrifugado el fluido. El corte de agua total a la salida del separador principal fue entonces medido en 5.61%. Este fue el corte de agua más bajo obtenido a la salida del separador principal, con el sistema CEC™ fuera de operación.

Las lecturas del 8 de Junio mostraron que, cuando el sistema CEC™ estaba encendido, el corte de agua en el aceite después de centrifugado, medido después del separador corriente abajo, fue de 0.3%.

Esto permitió ilustrar que el sistema CEC™ tiene una influencia en el rendimiento del circuito cerrado multifásico y que produce el siguiente impacto en los resultados:

- Las condiciones de prueba con el CEC™ energizado son ligeramente diferentes a aquellas con el CEC™ apagado.

- Las condiciones de estabilidad de entrada al patín del CEC™ dependen del rendimiento del CEC™; por lo tanto, cuando el CEC™ está apagado, el circuito toma un mayor tiempo para alcanzar condiciones de estabilidad.

La cantidad de agua emulsionada en el aceite (después del centrifugado) medida corriente abajo del patín del CEC™, fue consistentemente menor que el agua emulsionada en el aceite (después del centrifugado) medida a la salida de la bomba de aceite, como se muestra en la Figura N° 11. Esto es un claro indicativo del funcionamiento superior del patín CEC™, comparado con la efectividad total de separación del MPFL.

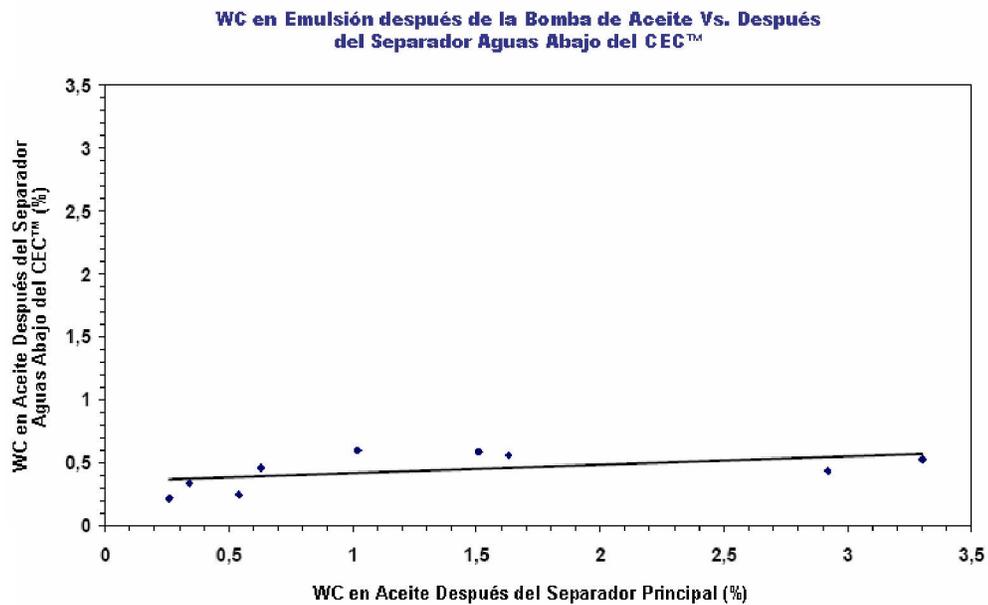


Figura N° 11: WC en el Aceite Después de Centrifugado, Medido a la Salida del Separador Principal y del Separador Corriente Abajo

CONCLUSIONES.

Basados en las pruebas del CEC™ en el MPFL, se pueden generar las siguientes conclusiones:

- El aceite Maya forma una emulsión muy estable y tiene un punto alto de inversión de fase.
- Se requiere del uso de desemulsificante para romper la emulsión y hacer funcionar el proceso de separación para el Crudo Maya. La cantidad requerida de desemulsificante para alcanzar la separación necesaria, depende del tipo de desemulsificante, el proceso de separación y las condiciones de operación.
- El sistema CEC™ actúa como un rompedor de emulsión para el crudo Maya, reduciendo por lo tanto, la cantidad de desemulsificante requerida para alcanzar la calidad requerida del producto final.
- Se observa un incremento de hasta cinco veces en la eficiencia del separador corriente abajo, con el sistema CEC™ encendido para la separación de crudo Maya. Se debe notar que el separador usado corriente a bajo del circuito cerrado es un diseño básico sin ninguna optimización indicando el peor escenario posible.
- El sistema CEC™ habilita y hace funcional el proceso del equipo de separación con una alta eficiencia, el cual de otra manera, resultaría en una inversión improductiva o en una falta total de separación.
- El sistema CEC™ junto con el uso optimizado de un desemulsificante, representa la mejor solución para deshidratar el aceite Maya.
- Con la ayuda de una detallada optimización de las condiciones de proceso y el conocimiento operacional, es factible obtener la calidad de 0.5% de BS&W en el producto final.
- El sistema CEC™ tiene un rendimiento superior al compararlo con la eficiencia total del sistema MPFL.

LISTA DE APÉNDICES.

- Apéndice A.1:** Diagrama de Flujo del Circuito Multifásico (MPFL) instalado en el Centro de Investigación de O&E de Hydro, en Porsgrunn
- Apéndice A.2:** Descripción de las Instalaciones de Prueba; Circuito de Flujo Multifásico (MPFL) instalado en el Centro de Investigación de O&E de Hydro, en Porsgrunn
- Apéndice A.3:** “El Circuito de Flujo Multifásico de Hydro. Un Circuito Cerrado de Alta Presión para Pruebas Reales de Sistemas de Hidrocarburos Trifásicos.” Berit Robøle, Harald Knut Kvandal and Reidar Barfod Schüller.
- Apéndice B.1:** Cuestionario de Datos de Akal-J
- Apéndice B.2:** Cuestionario de Datos de Akal-L
- Apéndice C:** Condiciones de Pruebas y resultados – Tabulados
- Apéndice D:** Memo de Hydro Sobre las Instalaciones de Prueba del MPFL

APÉNDICE A.1.

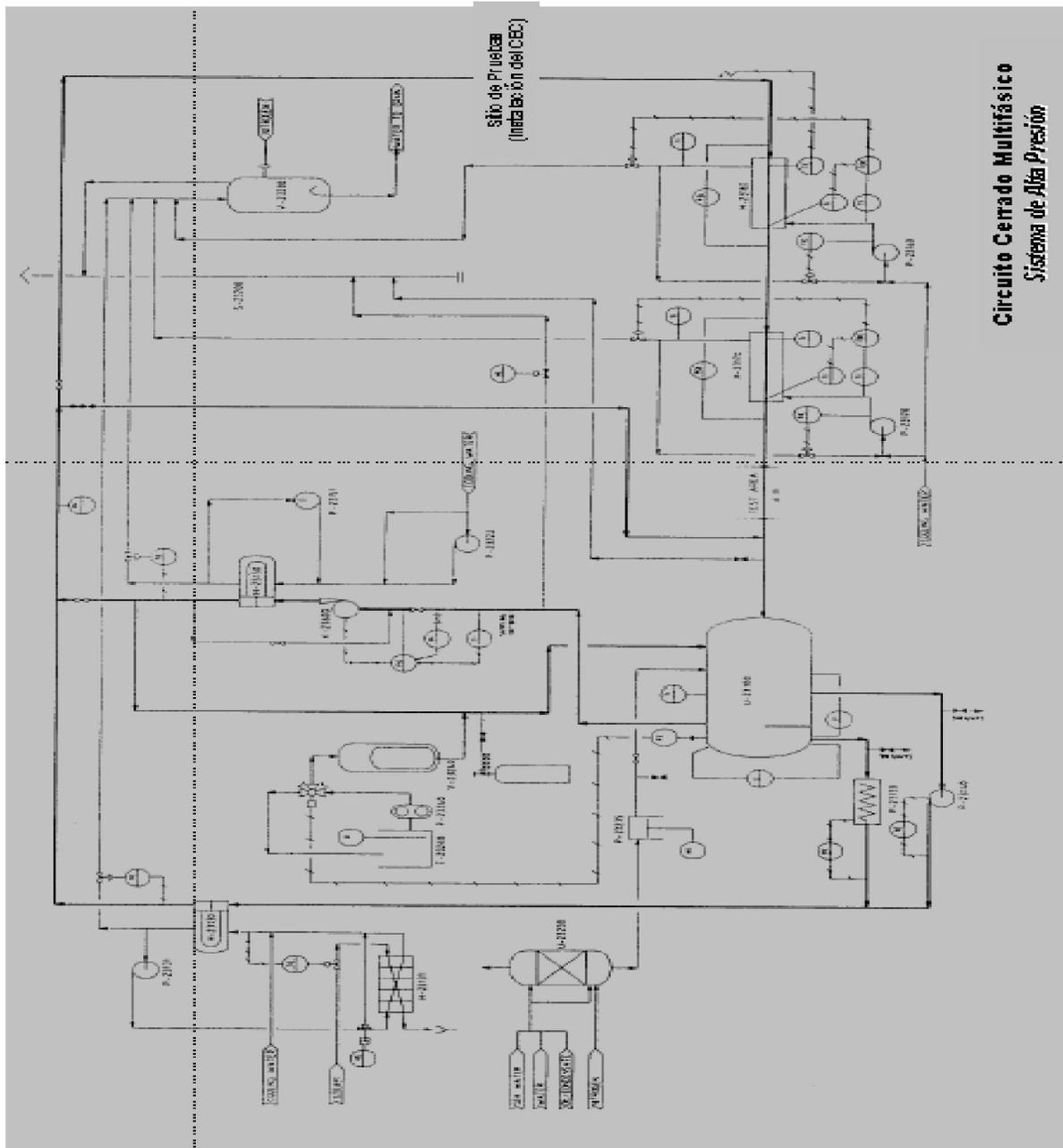


Diagrama de Flujo del Circuito Multifásico (MPFL) instalado en el Centro de Investigación de O&E de Hydro, en Porsgrunn

APÉNDICE A.2.

Descripción Circuito de Pruebas de Flujo Multifásico (MPFL) instalado en el Centro de Investigación de O&E de Hydro, en Porsgrunn

La instalación para las pruebas es el Circuito de Flujo Multifásico (MPFL) instalado en el Centro de Investigación de O&E de Hydro, en Porsgrunn. Este es un circuito cerrado diseñado para efectuar pruebas sobre hidrocarburos líquidos (aceite y condensados), así como gases de hidrocarburos y agua de formación (congénita), con presiones de operación de hasta 110 Bar y temperaturas de hasta 140° C.

Los fluidos utilizados son recombinados a la composición especificada. En esta operación se pone especial cuidado en la prevención de contaminación del sistema por parte del aceite lubricante utilizado por las bombas de aceite y el compresor.

Un acumulador de gas controla la presión en el circuito. Los flujos de las fases individuales son medidos mediante medidores de flujo y controlados mediante bombas de capacidad variable. El sistema tiene una capacidad máxima de circulación de líquidos de ~45 m³/hora, mientras que la máxima capacidad de manejo de gas es de 205 Am³/hora.

La temperatura de los fluidos es controlada previa a su mezclado con los gases. Todos los equipos a ser utilizados, incluyendo todas las tuberías, tienen calentadores por resistencia eléctrica, para asegurar temperaturas estables. Un diagrama de flujo simplificado del sistema se adjuntó en el Apéndice A.1.

Después de haber establecido flujo de una, dos o tres fases, los fluidos son incorporados al circuito cerrado. La parte horizontal del circuito tiene una longitud de 2 x 60 metros, con una tubería de 77.9 mm de diámetro interno. Al final de cada uno de los dos tramos rectos del circuito se encuentran las secciones de prueba. Al final del primer tramo recto, está la sección de pruebas utilizada para las pruebas con el Coalescedor Electrostático Compacto (CEC™) y al final del segundo tramo recto, se ha equipado un área de la sección de pruebas con varios tipos de instrumentos, adaptados para las mediciones de tecnología multifásica.

Corriente abajo del área de instrumentación entran los fluidos al separador antes de ser recirculados.

El MPFL es controlado por un sistema de control Simrad AIM 1000. El sistema de control está conectado al sistema de información de la planta, el cual es un sistema de registro de datos de alta capacidad.. Todas las operaciones del MPFL son efectuadas de acuerdo con las regulaciones definidas por la Norma ISO 9001. El patín de pruebas CEC™ fue incorporado al sistema de control del MPFL.

El MPFL tiene tres áreas principales de aplicación; separación, tecnología multifásica (ej. Estudios de dinámica de fluidos y corrosión, emulsiones, espumas, ceras e hidratos) y pruebas de equipos y calificación.

El área de instrumentación del circuito cerrado de pruebas incluye mediciones de viscosidad, capacitancia, conductancia (sensores movibles conectados a válvulas de trasvasado), fuerzas de corte, caídas de presión, densidad, corrosión y humedecimiento de paredes, también se incluye una válvula de muestreo de trasvase. Adicionalmente a las secciones de pruebas del circuito cerrado, adicional a las secciones de prueba, en el separador MPFL también se ha prestado especial atención en el diseño del separador, para adecuarlo para experimentos, mayormente de pruebas de separación y de equipos de pruebas.

Sección de Pruebas

El patín de pruebas CEC™ fue conectado mediante una línea paralela, a una distancia de 48 metros (aproximadamente 600 diámetros de tubería) corriente abajo del punto de mezcla de fluidos. El patín CEC™ tiene una línea horizontal de entrada, con una “Válvula de Choque” instalada a aproximadamente 2 metros corriente arriba del coalescedor, para asegurar una dispersión representativa de agua en aceite a la entrada del coalescedor.

Medidores de Flujo de Referencia

Los medidores de flujo de referencia han sido seleccionados con el propósito de obtener suficiente funcionalidad, confiabilidad, precisión y patrones de rechazo. Los medidores tienen que cumplir con los requerimientos de clasificación de tuberías de -30° a +150° C de rango de temperatura y hasta 125 Bar de presión (Las condiciones de operación son +4° a 140° C a un máximo de 110 Bar). Los medidores tienen que ser compatibles con los respectivos fluidos a ser probados: aceite con algo de agua, agua con varios contenidos en peso - % de sal, y gas de hidrocarburos con algún contenido líquido. El máximo contenido de CO₂ y H₂S para el circuito de pruebas está especificado en 10 y 0.02 Bar de presión parcial, respectivamente.

Se han seleccionado los medidores Rheonik Coriolis modelo RHM 40 FET2 tanto para la medición de aceite, como la de agua.

Adicionalmente al medidor tipo Coriolis, se utilizó un medidor tipo turbina tipo Nixon NT24 de 1" para medir los flujos de agua más bajos.

A efectos de observar y hacer posible las correcciones de concentración de agua en aceite, y de aceite en agua pasando a través de los medidores de referencia, también se tomaron muestras y se efectuaron mediciones de la calidad de los fluidos.

Medición de Concentraciones y Tamaño de Gotas

Agua en Aceite

El agua presente en el aceite a la salida del patín del separador coalescedor fue medida continuamente con un Medidor de Corte de Agua Roxar. Las verificaciones de las lecturas del medidor y las mediciones de agua en aceite de todos los puntos de muestreo de aceite, así como la medición de agua en aceite a la salida del MPFL, fueron ejecutadas mediante muestreo manual, siguiendo el método de titulación Karl Fisher (Método Coulométrico, de acuerdo al Procedimiento Hydro DRB-OB08-P25-A4103).

Aceite en Agua

La medición de aceite en agua en todos los puntos de muestreo del patín coalescedor y en el agua a la salida del MPFL se efectuó mediante la medición de los volúmenes de aceite disperso en el agua, utilizando el Medidor de Tamaño de Partículas Malvern (Difracción Láser, calibrado de acuerdo con la Norma ASTM-E1458-92).

Medición de Tamaño de Gotas

El estimado de la distribución del tamaño de gotas de agua a la entrada del Coalescedor se efectuó mediante muestreo manual en cilindros a presión Welter, la dilución de las muestras y su transferencia al Medidor de Tamaño de Partículas Malvern. Las mediciones de concentraciones simultáneas de agua en aceite, se ejecutaron tanto en el punto de muestreo del coalescedor, como en el Medidor de Tamaño de Partículas Cuvette. Las mediciones de tamaño de partículas fuera de línea darán en la práctica mayores tamaños de gotas, debido a la coalescencia de las mismas en el equipo de muestreo. Consecuentemente, las mediciones son vistas como una Distribución Normal y corregidas de acuerdo con las diferencias entre la concentración de agua en el punto actual de muestreo, y la concentración en el Medidor de Tamaño de Partículas Cuvette.

Registro de Datos

Todas la señales generadas, tanto en el MPFL como por el CEC™, son transferidas al sistemas de control SIMRAD. Dicho sistema de control exporta todas las señales al Sistema de Registro de Información de la Planta (PI). Del sistema PI, se transfieren los datos a archivos de MS Excel®, en los cuales se archivan todas las lecturas de instrumentos cálculos y análisis efectuados.

El registro de cada punto de prueba duró un tiempo aproximado de 30 a 60 minutos; los datos fueron registrados cada 30 a 60 segundos. Cada punto de prueba fue guardado en un archivo individual de MS Excel®.

APÉNDICE A.3.

“El Circuito de Flujo Multifásico de Hydro. Un Circuito Cerrado de Alta Presión para Pruebas Reales de Sistemas Trifásicos.”

Hydro ha diseñado y construido una instalación de pruebas a escala industrial, para obtener una mejor comprensión y predicción más precisa del comportamiento de los sistemas trifásicos de hidrocarburos.

Dichas instalaciones incluyen un circuito cerrado de pruebas de 200 mts. de longitud y tuberías de 3" de diámetro.

El circuito cerrado incluye una sección inclinable, una de pruebas de estrangulación de flujo y un área de propósitos múltiples. Los fluidos experimentales pueden ser cualquier combinación real de hidrocarburos gaseosos, aceite y agua sintética de formación, mientras sus presiones parciales de CO₂ y H₂S se mantengan por debajo de 20 y 0.05 Bar, respectivamente. La temperatura y presión máximas de operación son 140 °C y 110 Bar absolutas, respectivamente.

Las instalaciones de pruebas han sido diseñadas para mantener un control total, tanto de las condiciones de flujo, como de la química del sistema. Esto hace posible investigar los fenómenos que ocurren en el flujo multifásico, para identificar los parámetros más importantes y que tienen mayor efecto sobre el proceso de separación y para calificar cualquier nueva tecnología antes de su instalación en el campo.

Las instalaciones de pruebas son presentadas en detalle, con descripción de las soluciones seleccionadas, así como la instrumentación y el rango de posibles aplicaciones. En estas instalaciones se ha tenido éxito en la ejecución de pruebas dentro de un amplio rango de fluidos de pozos del Mar del Norte, experimentos estos que se incluyen acá.

El Circuito Cerrado de Flujo Multifásico

El Circuito Cerrado de Flujo Multifásico (MPFL) es un circuito trifásico de recirculación, para pruebas de gas, aceite y agua. El circuito está construido para su operación con fluidos recombinados de hidrocarburos y agua salina, los cuales representan sistemas de fluidos comparables con la apropiada química de una planta productora de aceite. Las principales especificaciones técnicas de la instalación se muestran en la Tabla N° 1.

Tabla N° 1: Especificaciones Técnicas del Circuito Cerrado de Flujo Multifásico

Número de Fases	3 (gas, aceite, agua)
Rango de Capacidad de Agua	0.6 - 40 m3/hora (Usw = 0.03 - 2.3 m/seg)
Rango de Capacidad de Aceite	0.6 - 40 m3/hora (Uso = 0.03 - 2.3 m/seg)
Rango de Capacidad de Líquidos	0.6 - 60 m3/hora (Usl = 0.03 - 3.4 m/seg)
Rango de Capacidad de Gas	0.3 - 205 Am3/hora (Usg= 0.02 - 11.6 m/seg)
Presión Máxima	110 Bar
Máxima Caída de Presión	40 Bar
Rango de Temperatura	4 - 140 °C
Diámetro Interior de la tubería	3" (77.9 mm)
Longitud del Circuito de Flujo	200 mts.
Inclinación	-6° a +10°
Material	Acero Doble
Fase de Agua	Agua con Contenido Opcional de Sal, MeOH o Glicol
Fase de Aceite	Petróleo Crudo
Fase de Gas	Gas de Hidrocarburos

El MPFL está automatizado casi en su totalidad y es operado desde el cuarto de control. Las partes básicas del circuito cerrado incluyen un separador trifásico, bombas de circulación e intercambiadores de calor, para controlar la temperatura. El circuito cerrado de flujo tiene conectados tres lazos opcionales: El Circuito Cerrado de Flujo, La Sección de Estrangulación de Flujo y el Área de Multiusos de Pruebas. En la Figura N° 1 se muestra una fotografía del extremo exterior del circuito de 120 mts. De longitud y en la Figura N° 2 se muestra una fotografía del Área Multiusos de Pruebas.



Figura N° 1: Fotografía de la Sección Inclinable del Circuito de Flujo Multifásico. (Mostrado en posición horizontal.)



Figura N° 2: Fotografía del Área Multiusos del MPFL.

Bases de Diseño

El Circuito de Flujo Multifásico se construyó para dar respuesta a los fenómenos que ocurren en flujos Multifásico, en sistemas trifásicos reales de hidrocarburos / agua. Esto trajo consigo un requerimiento de un cuarto de control completo para analizar tanto las condiciones de flujo, como la química.

El análisis de las condiciones de flujo involucra:

- Presión
- Temperatura
- Relación de Flujo de todas las Fases
- Buen Comportamiento en el Separador
- Equilibrio Termodinámico donde sea Requerido
- Desarrollo de Flujo Totalmente Laminar
- Control con Ceras e Hidratos

El Control con Productos Químicos involucra:

- Recombinación de Composición
- Control de Contaminantes, tales como Productos contra Corrosión y otros Químicos Activos de Superficie

Diseño

Los fluidos de procesos en el MPFL pueden ser formados mediante cualquier combinación de aceites reales, mientras las presiones parciales de CO₂ y H₂S se mantengan por debajo de 20 y 0.05 Bar, respectivamente. El agua puede contener sales; por lo tanto, una muestra representativa de la fase de agua puede ser usada en el sistema. El sistema permite que le sean añadidos productos químicos, lo cual posibilita la ejecución de pruebas con adición de diferentes tipos de inhibidores (corrosión, hidrato, mejoradores de flujo, etc.).

El separador trifásico es el corazón del sistema y actúa como un yacimiento central de las fases individuales. Adicionalmente, la fase de agua y la de aceite pueden ser almacenadas en volúmenes como amortiguadores. El gas, aceite y agua fluyen desde el separador a bombas / recirculadores individuales, hasta un punto de mezclado. Cada una de las bombas y recirculadores son dotados de controladores de velocidad variable.

Hay dos puntos de mezclado en el MPFL: La unión en “Y” y la unión en “T”. La unión ha sido diseñada para generar un flujo estratificado, donde sea posible. La fase de agua es alimentada horizontalmente en el fondo, la fase de aceite se alimenta horizontalmente por encima de la fase de agua y la fase de gas es alimentado por la parte superior. El otro punto de mezclado es la unión “T”, donde el aceite y el agua son pre-mezclados en una unión “T” antes de añadirles el gas. Este dispositivo de mezclado favorece el flujo dispersado, en lugar del estratificado, y las pruebas ejecutadas en el MPFL han mostrado diferencias en la caída de presión y en el patrón de flujo al alternar los dos puntos de mezclado.

La sección principal del MPFL se muestra en la Figura N° 3. El flujo llega desde la sección de pruebas y entra al separador trifásico, donde la mezcla de fluidos es separada en las fases, de gas, aceite y agua.

El gas sale del separador por la parte superior y fluye a través del circulador de gas, antes de entrar al enfriador de gas. Al salir del enfriador, el gas fluye opcionalmente al pozo de múltiples en el Área Multiusos de Prueba, o al punto de mezclado trifásico ubicado corriente arriba de las secciones de prueba.

El aceite fluye desde el separador a la bomba de circulación de aceite. Corriente abajo de la bomba de circulación de aceite, el flujo puede bien, fluir a través del intercambiador de calor de líquidos o tomar un desvío. La fase de aceite es mezclada con el agua en un unión "T" opcional o en la unión trifásica en "Y", corriente arriba de la sección de pruebas. Para permitir el flujo de aceite al pozo múltiple del Área Multiusos de Pruebas, no se circula gas o agua a través de la unión en "Y" y el flujo de aceite es dirigido desde la unión corriente abajo de la unión al pozo de múltiples.

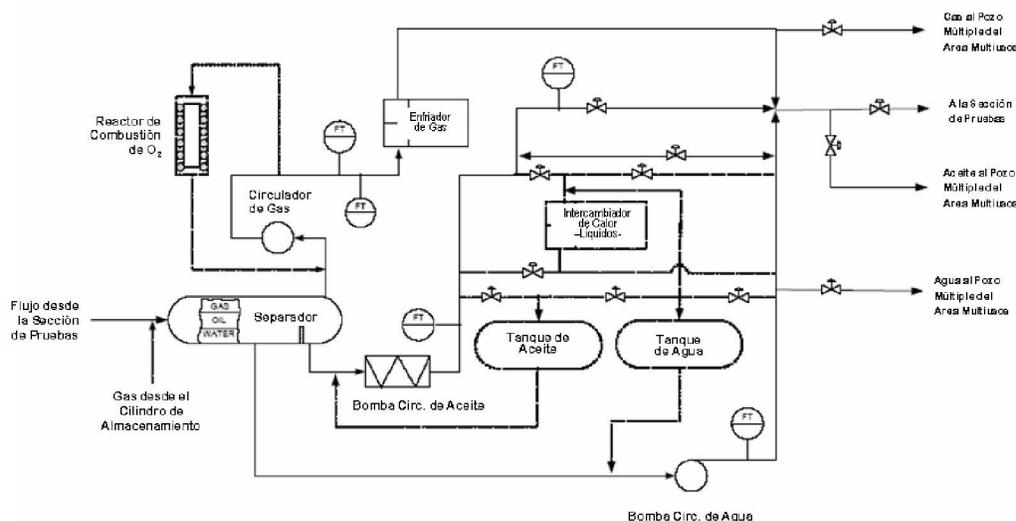


Figura N° 3: Sección Principal del Circuito de Flujo Multifásico, Incluyendo Separadores, Bombas e Intercambiadores de Calor. Las Máximas Presión y Temperatura de Operación son 110 Bar, 140 °C, respectivamente.

El agua fluye desde el separador a la bomba de circulación de agua. Opcionalmente, el agua puede fluir a través del intercambiador de calos, para obtener control de la temperatura. Corriente abajo del intercambiador de calor de líquidos, el agua puede dirigirse al pozo de múltiples en el Área Multiusos de Pruebas, o a las secciones de pruebas, vía la unión "T" u opcionalmente a través de la unión gas-aceite-agua.

Los niveles de líquidos en el separador son de gran importancia en el control de la mezcla gas-aceite-agua; para mantener los niveles óptimos de los mismos, se puede transferir aceite y agua a los tanques de amortiguación de aceite y agua. Corriente abajo, el aceite y agua pueden ser transferidos a los tanques de aceite y

agua, respectivamente. De ser necesarios más aceite o agua en el circuito cerrado de flujo, estos pueden retornarse al circuito corriente arriba de la bombas de aceite y agua, respectivamente. De la misma forma, el líquido en el intercambiador de calor de líquidos es alternamente dependiente de los volúmenes requeridos en el circuito cerrado de flujo.

La Figura N° 4 muestra Circuito Cerrado de Flujo y la Sección de Pruebas de Estrangulación. La mezcla de gas-aceite-agua fluye desde el separador hasta la parte horizontal de 60 mts. de longitud, de la sección de pruebas. En la última parte de la sección horizontal, el flujo puede ser dirigido a la sección de pruebas de estrangulación.

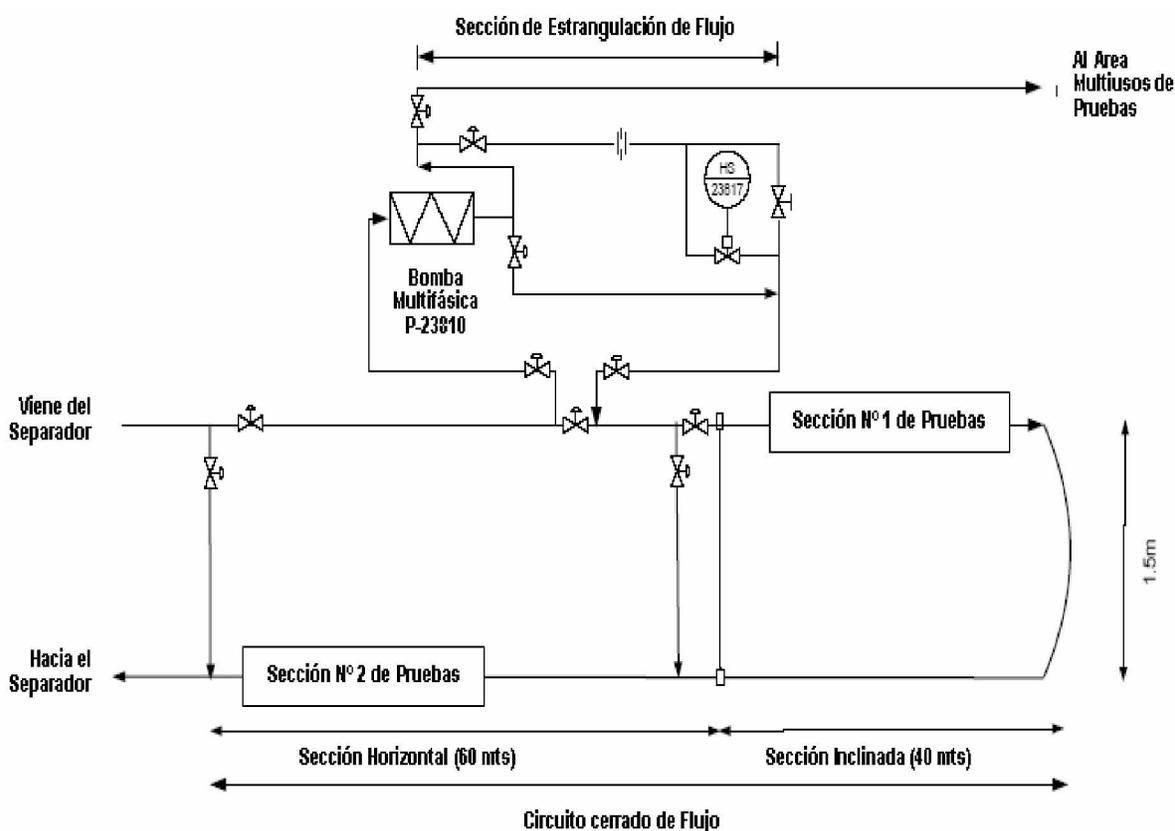


Figura N° 4: Circuito Cerrado de Flujo de 3" y Sección de Pruebas de Estrangulación

Después de la sección horizontal de 60 m de tuberías, el flujo puede retornar al separador, o entrar a la sección inclinada. Dicha sección continua en línea recta para 40 mts. Hasta la conexión en "U", la cual retorna el flujo a la sección de 100 mts. hacia el separador. La sección inclinada puede ser girada hacia abajo o hacia

arriba e una serie de posiciones entre -6° y $+10^\circ$. La longitud total de circuito cerrado de flujo es de 200 mts. Si la sección inclinada es evitada, la longitud del circuito es 120 mts. De ser requerido, el circuito cerrado de flujo puede ser evitado y el flujo retornará directamente al separador.

El circuito cerrado de flujo tiene dos áreas de pruebas, como se muestra en la Figura N° 3. La primera área está situada justo corriente arriba del codo en la sección inclinada de pruebas. La segunda área de pruebas está situada corriente arriba del separador. Las secciones de pruebas están colocadas de forma tal, que el flujo no se vea afectado por nada, excepto por la tubería. La primera sección de pruebas está colocada a más de 880 L/D del último codo, y la segunda sección está colocada a 700 L/D del codo de la sección inclinada y a 190 L/D del desvío de la sección inclinada.

El flujo a la Sección de Pruebas de Estrangulación está dirigido desde la sección de pruebas hacia la bomba multifásica. Corriente abajo de la bomba multifásica, se puede dirigir el flujo al Área Multiusos de Pruebas o a la Sección de Pruebas de Estrangulación, en la cual se pueden probar diferentes tipos de diseños y geometrías de estrangulamiento.

La Figura N° 5 muestra el Área Multiusos de Pruebas. El flujo del separador entra al Área de Pruebas de dos formas diferentes, bien a través del sistema de múltiples del pozo, o vía la bomba Multifásico en la sección de pruebas de estrangulación. En este último sistema, el gas, aceite y agua pueden ser combinados en tres mezclas diferentes, las cuales a su vez son mezcladas en el múltiple. El objetivo del múltiple del pozo es de simular la influencia de la mezcla de corrientes de pozos con diferentes GLR y cortes de agua, sobre equipos de proceso instalados corriente abajo.

El Área Multiusos de Pruebas es un área de 50 mts. x 20 mts. y está ubicada en tierra, lo cual facilita la interconexión de los equipos de procesos. Los equipos a ser probados pueden arribar bien como patines completos, o como unidades individuales, para ser conectados a las tuberías existentes. Corriente abajo del área de pruebas, la mezcla de fluidos retorna al separador del MPFL.

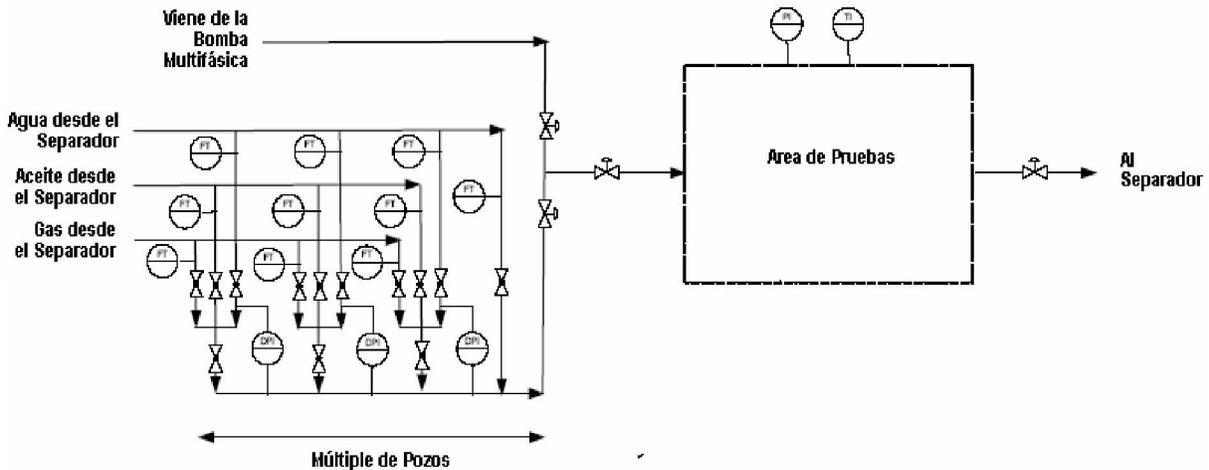


Figura N° 5: Área Multiusos de Pruebas

Nomenclatura

- MPFL Circuito Cerrado de Flujo Multifásico
- GLR Relación Gas-Líquido (-)
- Usg Velocidad Superficial del Gas (m/s)
- UsI Velocidad Superficial del Líquido (m/s)
- Uso Velocidad Superficial del Aceite (m/s)
- Usw Velocidad Superficial del Agua (m/s)
- WC Corte de Agua (-)

APÉNDICE B.1.

Cuestionario de Datos de Akal-J

Para ejecutar el estudio de integración del sistema CEC™ se requieren los siguientes datos:

1. Presión de Diseño / Temperatura de Diseño H / Temperatura de Diseño L / Presión de Operación / Temperatura de Operación

Las condiciones de diseño serán proporcionadas, asegurando el adecuado funcionamiento de sus equipos en cumplimiento con las especificaciones solicitadas.

PEP suministrará las corrientes de crudo a deshidratar con las siguientes condiciones de operación en el separador FA - 7103:

- Temperatura de Operación, (°C): 65
- Presión de Operación, (Kg/cm² manométrica): 0.8
- Composición, (fracción mol):

**Caracterización de Corrientes de Crudo en HYSYS de las Instalaciones de la Zona Marina
Noreste Elaborados con Base a los Resultados Proporcionados por el Área de Laboratorios
de Hidrocarburos en Relación a este Proyecto F.32763. Etapa No. 3**

Composiciones

Akal J-1		Akal J-2		Akal J-3	
Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)
H ₂ O	0.0163	H ₂ O	0.0309	H ₂ O	0.0311
CO ₂	0.0001	CO ₂	0.0005	CO ₂	0.0012
Metano	0.0005	Metano	0.0003	Metano	0.0022
Etano	0.0001	Etano	0.0003	Etano	0.0018
Propano	0.0012	Propano	0.0028	Propano	0.0039
i-Butano	0.0013	i-Butano	0.0025	i-Butano	0.0032
n-Butano	0.0078	n-Butano	0.0081	n-Butano	0.0057
NBP_8	0.0075	NBP_11	0.014	NBP_5	0.0057
NBP_23	0.0077	NBP_25	0.0125	NBP_23	0.0054
NBP_36	0.0103	NBP_39	0.0145	NBP_37	0.0067
NBP_53	0.0116	NBP_54	0.0178	NBP_48	0.0151
NBP_67	0.0148	NBP_69	0.0351	NBP_65	0.019
NBP_80	0.0302	NBP_81	0.0237	NBP_77	0.0391
NBP_92	0.0367	NBP_98	0.0384	NBP_91	0.038
NBP_107	0.0355	NBP_110	0.0375	NBP_105	0.0361

**Caracterización de Corrientes de Crudo en HYSYS de las Instalaciones de la Zona Marina
Noreste Elaborados con Base a los Resultados Proporcionados por el Área de Laboratorios
de Hidrocarburos en Relación a este Proyecto F.32763. Etapa No. 3**

Composiciones

Akal J-1		Akal J-2		Akal J-3	
Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)
NBP_121	0.0359	NBP_124	0.0385	NBP_120	0.0344
NBP_135	0.0373	NBP_138	0.0391	NBP_133	0.0365
NBP_149	0.0319	NBP_152	0.0363	NBP_149	0.0318
NBP_163	0.0305	NBP_166	0.0329	NBP_163	0.0339
NBP_178	0.0296	NBP_180	0.0313	NBP_177	0.0338
NBP_192	0.0299	NBP_194	0.0313	NBP_191	0.0321
NBP_206	0.0315	NBP_209	0.0318	NBP_205	0.03
NBP_221	0.0334	NBP_223	0.0313	NBP_220	0.0282
NBP_235	0.0335	NBP_237	0.0291	NBP_234	0.0273
NBP_249	0.0319	NBP_251	0.0261	NBP_248	0.0271
NBP_263	0.0295	NBP_265	0.0234	NBP_263	0.0271
NBP_277	0.0275	NBP_279	0.0218	NBP_277	0.0266
NBP_292	0.0251	NBP_293	0.0207	NBP_291	0.0259
NBP_306	0.0227	NBP_307	0.0199	NBP_305	0.0252
NBP_320	0.0208	NBP_321	0.0191	NBP_320	0.0236
NBP_334	0.0196	NBP_335	0.0183	NBP_334	0.0209

**Caracterización de Corrientes de Crudo en HYSYS de las Instalaciones de la Zona Marina
Noreste Elaborados con Base a los Resultados Proporcionados por el Área de Laboratorios
de Hidrocarburos en Relación a este Proyecto F.32763. Etapa No. 3**

Composiciones

Akal J-1		Akal J-2		Akal J-3	
Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)
NBP_349	0.0191	NBP_350	0.0182	NBP_348	0.018
NBP_363	0.0186	NBP_364	0.0177	NBP_363	0.0156
NBP_377	0.0176	NBP_377	0.0161	NBP_377	0.0142
NBP_391	0.0162	NBP_392	0.0138	NBP_391	0.0139
NBP_406	0.0147	NBP_406	0.0117	NBP_406	0.0136
NBP_391	0.0162	NBP_392	0.0138	NBP_391	0.0139
NBP_406	0.0147	NBP_406	0.0117	NBP_406	0.0136
NBP_420	0.0133	NBP_420	0.0104	NBP_420	0.0131
NBP_441	0.0253	NBP_441	0.0189	NBP_440	0.022
NBP_468	0.0237	NBP_468	0.0176	NBP_468	0.0183
NBP_496	0.0164	NBP_496	0.0153	NBP_497	0.0176
NBP_524	0.0139	NBP_524	0.0147	NBP_525	0.019
NBP_553	0.0174	NBP_553	0.0187	NBP_552	0.0217
NBP_580	0.029	NBP_579	0.0248	NBP_579	0.0216
NBP_606	0.0202	NBP_607	0.0182	NBP_607	0.0182
NBP_635	0.0169	NBP_635	0.0156	NBP_635	0.0157

**Caracterización de Corrientes de Crudo en HYSYS de las Instalaciones de la Zona Marina
Noreste Elaborados con Base a los Resultados Proporcionados por el Área de Laboratorios
de Hidrocarburos en Relación a este Proyecto F.32763. Etapa No. 3**

Composiciones

Akal J-1		Akal J-2		Akal J-3	
Componente	Composición Frac. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Frac. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Frac. Mol (Base húmeda)
NBP_675	0.0281	NBP_675	0.026	NBP_675	0.0261
NBP_728	0.0192	NBP_728	0.0174	NBP_728	0.0174
NBP_786	0.0144	NBP_786	0.0133	NBP_785	0.0135
NBP_838	0.0087	NBP_839	0.0079	NBP_839	0.0079
NBP_890	0.0064	NBP_890	0.0059	NBP_890	0.0059
NBP_946	0.0037	NBP_947	0.0034	NBP_946	0.0034
NBP_1006	0.0025	NBP_1006	0.0023	NBP_1005	0.0023
NBP_1059	0.0026	NBP_1059	0.0024	NBP_1059	0.0025

Propiedades de Cortes de Aceite de Salida de la Instalación AKAL-J 1.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm ³]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_8	7.7	58.6	685.9	179.6	4,098.9	0.1	11.6
NBP_23	22.7	62.2	691.2	195.0	3,878.0	0.2	11.7
NBP_36	36.3	66.7	698.8	209.3	3,687.9	0.2	11.8
NBP_53	53.4	72.1	709.4	227.6	3,593.0	0.2	11.8
NBP_67	66.7	78.3	723.1	243.4	3,518.7	0.3	11.7
NBP_80	79.9	85.8	741.0	260.3	3,492.0	0.3	11.6
NBP_92	91.6	91.7	750.4	274.1	3,394.2	0.3	11.6
NBP_107	106.6	99.3	760.5	290.7	3,228.1	0.3	11.6
NBP_121	120.7	106.9	770.1	306.1	3,085.2	0.3	11.6
NBP_135	135.2	114.7	779.8	321.7	2,946.5	0.4	11.6
NBP_149	149.0	121.2	787.8	336.0	2,813.8	0.4	11.6
NBP_163	163.4	127.0	793.8	350.2	2,664.3	0.4	11.6
NBP_178	177.7	135.1	801.9	364.6	2,543.2	0.4	11.6
NBP_192	192.0	144.5	811.1	379.2	2,438.3	0.5	11.6
NBP_206	206.3	154.5	820.1	393.7	2,339.6	0.5	11.6
NBP_221	220.6	165.0	828.8	407.8	2,246.0	0.5	11.6
NBP_235	234.7	175.7	837.1	421.7	2,156.0	0.6	11.6
NBP_249	248.8	186.7	845.0	435.3	2,068.1	0.6	11.6

Propiedades de Cortes de Aceite de Salida de la Instalación AKAL-J 1.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm ³]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_263	263.1	198.1	852.6	448.9	1,983.1	0.6	11.6
NBP_277	277.3	210.1	860.1	462.3	1,901.9	0.6	11.6
NBP_292	291.5	222.5	867.4	475.5	1,825.0	0.7	11.6
NBP_306	305.8	235.2	874.5	488.6	1,750.4	0.7	11.6
NBP_320	320.1	248.4	881.6	501.7	1,679.3	0.7	11.6
NBP_334	334.4	262.2	888.6	514.7	1,612.1	0.8	11.6
NBP_349	348.7	276.3	895.7	527.7	1,548.7	0.8	11.6
NBP_363	362.9	290.5	902.6	540.5	1,488.5	0.8	11.6
NBP_377	377.0	304.0	909.4	553.1	1,430.7	0.9	11.6
NBP_391	391.3	317.0	915.9	565.6	1,374.2	0.9	11.6
NBP_406	405.5	330.6	922.2	578.1	1,319.3	0.9	11.6
NBP_420	419.8	348.2	928.5	590.5	1,267.0	1	11.6
NBP_441	441.3	375.8	938.1	609.2	1,194.0	1	11.6
NBP_468	467.7	409.2	950.1	632.2	1,111.6	1.1	11.6
NBP_496	495.6	438.9	960.6	655.3	1,023.8	1.1	11.6
NBP_524	524.2	470.6	971.5	679.1	942.2	1.2	11.6
NBP_553	553.3	509.1	984.4	704.0	872.8	1.2	11.6
NBP_580	580.1	552.2	997.9	727.5	819.7	1.3	11.6
NBP_606	606.4	585.6	1,007.0	748.8	758.2	1.3	11.6

Propiedades de Cortes de Aceite de Salida de la Instalación AKAL-J 1.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm ³]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_635	634.6	626.0	1,017.4	771.8	699.5	1.4	11.6
NBP_675	675.0	682.4	1,032.1	804.6	623.0	1.5	11.6
NBP_728	728.2	761.2	1,052.1	848.0	536.6	1.6	11.6
NBP_786	785.8	837.1	1,071.4	893.8	451.8	1.7	11.6
NBP_838	837.9	894.5	1,086.4	934.0	381.9	1.7	11.6
NBP_890	890.4	953.2	1,102.9	975.0	323.8	1.8	11.6
NBP_946	946.2	997.2	1,116.6	1,016.7	265.5	1.9	11.6
NBP_1006	1,005.5	1,030.6	1,129.2	1,060.0	211.7	2	11.7
NBP_1059	1,059.1	1,062.2	1,144.2	1,100.9	175.1	2.1	11.7

Propiedades de Cortes de Aceite de Salida de la Instalación AKAL-J 3.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm3]	Temperatura Critica [°C]	Presión Critica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_5	5.2	59.0	686.2	177.1	4,124.9	0.1	11.6
NBP_23	22.7	62.0	692.5	195.1	3,908.0	0.2	11.7
NBP_37	36.7	65.2	699.3	209.7	3,714.0	0.2	11.8
NBP_48	48.1	70.6	710.9	222.5	3,628.4	0.2	11.7
NBP_65	65.4	77.7	726.2	242.6	3,566.2	0.3	11.7
NBP_77	77.3	84.8	740.7	257.7	3,523.8	0.3	11.6
NBP_91	91.0	91.2	750.0	273.4	3,402.0	0.3	11.6
NBP_105	105.3	98.5	759.9	289.4	3,244.3	0.3	11.6
NBP_120	119.6	106.1	769.5	305.0	3,096.7	0.3	11.6
NBP_133	133.4	113.8	779.1	320.0	2,966.8	0.4	11.6
NBP_149	148.5	119.9	786.3	335.3	2,806.9	0.4	11.6
NBP_163	162.6	126.6	793.5	349.4	2,671.5	0.4	11.6
NBP_177	176.8	135.6	802.8	364.2	2,561.4	0.4	11.6
NBP_191	191.1	144.6	811.4	378.6	2,452.9	0.5	11.6
NBP_205	205.3	154.0	819.8	392.8	2,348.6	0.5	11.6
NBP_220	219.7	163.9	827.9	406.8	2,249.1	0.5	11.6
NBP_234	234.0	174.4	836.1	420.8	2,155.2	0.6	11.6
NBP_248	248.4	185.7	844.2	434.7	2,067.5	0.6	11.6
NBP_263	262.6	197.6	852.2	448.4	1,984.5	0.6	11.6

Propiedades de Cortes de Aceite de Salida de la Instalación AKAL-J 3.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm3]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_277	276.9	209.9	860.0	461.9	1,905.0	0.6	11.6
NBP_291	291.2	222.8	867.6	475.3	1,828.7	0.7	11.6
NBP_305	305.5	236.0	875.0	488.6	1,755.9	0.7	11.6
NBP_320	319.7	249.5	882.2	501.6	1,686.2	0.7	11.6
NBP_334	333.9	262.9	889.1	514.5	1,618.4	0.8	11.6
NBP_348	348.1	276.3	895.7	527.3	1,552.4	0.8	11.6
NBP_363	362.5	289.6	902.1	540.0	1,488.1	0.8	11.6
NBP_377	376.9	302.9	908.7	552.7	1,427.7	0.9	11.6
NBP_391	391.3	316.5	915.4	565.5	1,371.3	0.9	11.6
NBP_406	405.6	331.9	922.1	578.1	1,318.5	0.9	11.6
NBP_420	419.8	349.1	928.7	590.6	1,268.0	1.0	11.6
NBP_440	440.4	374.6	937.6	608.4	1,196.3	1.0	11.6
NBP_468	468.5	407.6	949.3	632.3	1,104.6	1.1	11.6
NBP_497	496.7	441.5	961.3	656.4	1,021.9	1.1	11.6
NBP_525	524.7	477.0	973.7	680.4	948.1	1.2	11.6
NBP_552	552.5	513.6	985.8	704.0	881.0	1.2	11.6
NBP_579	579.2	549.4	996.8	726.4	819.0	1.3	11.6
NBP_607	607.0	587.4	1,007.2	749.2	756.7	1.3	11.6
NBP_635	634.7	626.4	1,017.4	771.9	699.2	1.4	11.6

Propiedades de Cortes de Aceite de Salida de la Instalación AKAL-J 3.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm³]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_675	674.6	682.2	1,032.0	804.2	623.9	1.5	11.6
NBP_728	728.0	761.6	1,052.1	847.8	537.1	1.6	11.6
NBP_785	785.1	837.4	1,071.3	893.3	453.1	1.7	11.6
NBP_839	838.9	896.2	1,086.7	934.7	380.6	1.8	11.6
NBP_890	890.1	953.8	1,102.8	974.8	324.0	1.8	11.6
NBP_946	946.4	997.9	1,116.4	1,016.7	265.0	1.9	11.6
NBP_1005	1,005.3	1,031.5	1,129.1	1,059.8	211.7	2.0	11.7
NBP_1059	1,058.7	1,063.5	1,144.1	1,100.6	175.2	2.1	11.7

Propiedades de Cortes de Aceite de Salida de la Instalación AKAL-J 2.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm ³]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_11	11.1	62.0	690.5	183.3	4,043.4	0.1	11.6
NBP_25	24.8	64.6	694.0	197.4	3,822.3	0.2	11.7
NBP_39	38.9	69.2	703.1	212.3	3,666.6	0.2	11.7
NBP_54	53.6	75.5	716.8	229.0	3,615.8	0.2	11.7
NBP_69	68.6	82.6	733.2	247.2	3,577.4	0.3	11.6
NBP_81	81.4	88.7	741.6	262.0	3,470.0	0.3	11.6
NBP_98	97.8	96.6	754.5	280.9	3,323.0	0.3	11.6
NBP_110	109.5	102.9	762.8	294.0	3,200.3	0.3	11.6
NBP_124	124.0	110.8	772.9	309.9	3,056.5	0.4	11.6
NBP_138	137.9	116.9	780.8	324.4	2,914.0	0.4	11.6
NBP_152	152.0	123.1	787.4	338.6	2,767.6	0.4	11.6
NBP_166	166.1	131.4	796.2	353.2	2,646.9	0.4	11.6
NBP_180	180.3	140.1	804.8	367.6	2,533.3	0.5	11.6
NBP_194	194.5	149.4	813.4	382.0	2,427.4	0.5	11.6
NBP_209	208.6	159.3	822.0	396.1	2,328.5	0.5	11.6
NBP_223	222.6	169.5	830.3	409.9	2,234.9	0.5	11.6
NBP_237	236.5	180.0	838.1	423.5	2,143.7	0.6	11.6
NBP_251	250.6	190.8	845.6	436.9	2,054.9	0.6	11.6

Propiedades de Cortes de Aceite de Salida de la Instalación AKAL-J 2.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm ³]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_265	264.8	202.2	853.0	450.3	1,969.7	0.6	11.6
NBP_279	278.9	214.2	860.4	463.6	1,889.6	0.7	11.6
NBP_293	293.1	226.9	867.8	476.8	1,813.9	0.7	11.6
NBP_307	307.2	240.1	875.1	489.9	1,742.4	0.7	11.6
NBP_321	321.3	253.8	882.2	502.8	1,674.1	0.7	11.6
NBP_335	335.4	267.7	889.3	515.7	1,608.4	0.8	11.6
NBP_350	349.5	282.0	896.3	528.5	1,546.3	0.8	11.6
NBP_364	363.5	296.1	903.2	541.1	1,487.2	0.8	11.6
NBP_377	377.4	309.4	909.7	553.5	1,430.1	0.9	11.6
NBP_392	391.5	322.3	915.8	565.8	1,372.4	0.9	11.6
NBP_406	405.7	335.9	921.8	578.1	1,316.3	0.9	11.6
NBP_420	419.9	352.4	927.8	590.3	1,263.5	1.0	11.6
NBP_441	441.0	379.2	937.0	608.6	1,190.6	1.0	11.6
NBP_468	468.4	413.7	949.2	632.2	1,104.5	1.1	11.6
NBP_496	496.0	446.5	960.7	655.7	1,022.2	1.1	11.6
NBP_524	524.4	480.6	972.4	679.7	944.3	1.2	11.6
NBP_553	553.3	519.8	985.4	704.4	876.1	1.2	11.6
NBP_579	579.0	558.5	997.3	726.5	821.7	1.3	11.6
NBP_607	606.9	595.1	1,007.2	749.1	757.1	1.3	11.6

Propiedades de Cortes de Aceite de Salida de la Instalación AKAL-J 2.							
Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm3]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_635	634.6	635.4	1,017.5	771.8	699.5	1.4	11.6
NBP_675	675.0	692.6	1,032.2	804.6	623.3	1.5	11.6
NBP_728	728.4	773.0	1,052.2	848.1	536.7	1.6	11.6
NBP_786	785.8	850.1	1,071.4	893.8	452.1	1.7	11.6
NBP_839	838.7	909.1	1,086.7	934.5	381.0	1.8	11.6
NBP_890	890.4	968.3	1,103.0	975.1	323.8	1.8	11.6
NBP_947	946.6	1,013.3	1,116.6	1,016.9	265.0	1.9	11.6
NBP_1006	1,005.8	1,047.5	1,129.2	1,060.2	211.4	2.0	11.7
NBP_1059	1,059.2	1,080.0	1,144.2	1,101.0	174.9	2.1	11.7

2. Flujo de Aceite / Densidad del Aceite / Viscosidad del aceite / Tensión Superficial del Aceite / Factor de Encogimiento del Aceite

Flujo de crudo: Los siguientes valores están en función de un periodo de explotación en los campos del Activo Integral Cantarell (2008-2010).

- **Flujo del crudo, (MBPD):** 123 - 258
- **Densidad del crudo, (Kg/m3):** 924.08
- **Densidad, (°API):** 19 a 21
- **Tensión superficial, (dina/cm):** 28.54
- **Factor de encogimiento:** 98.16 %
- **Viscosidad de crudo, (cSt):**

Temperatura (°C)	Viscosidad
26	285
55	70
99	13

3. Flujo de Gas / MW del Gas / Densidad del Gas / Viscosidad del Gas / Compresibilidad del Gas

Flujo de gas: Los siguientes valores están en función de un periodo de explotación en los campos del Activo Integral Cantarell (2008-2010).

- Flujo de gas, (MMPCSD): 1 - 9
- Peso molecular (MW): 26.16
- Densidad del gas (aire): 1.104
- Compresibilidad del gas: 0.986

4. Flujo de Agua / Densidad del Agua / Viscosidad del Agua / Tensión Superficial del Agua

Flujo de agua: Los siguientes valores están en función de un periodo de explotación en los campos del Activo Integral Cantarell (2008-2010).

Opción 1: 14.2 - 29.5 %vol de agua de alimentación al sistema de deshidratación.

Opción 2: 2 - 5 %vol de agua, considerando preseparación de agua en equipos "Up Stream" en plataformas periféricas.

- Densidad del agua, (Kg/m³): 1051.08
- Tensión superficial del agua (dina/cm): 32.53

Se deberá definir la opción que mejor aplique para PEMEX.

5. Uso de Productos Químicos / Rompedores de Emulsión, Tipo, Dosificación

PEMEX actualmente está realizando pruebas de campo en Akal-FO utilizando el químico (desemulsificante) tipo EB-8400R de MI Drilling Fluids de México.

6. Contenido y Concentraciones de Sal

Contenido de sal: Los siguientes valores están en función de un periodo de explotación en los campos del Activo Integral Cantarell (2008-2010). (Ver grafica del punto 18)

Opción 1: 2500 - 4950 PTB de alimentación al sistema de deshidratación.

Opción 2: 300 - 774 PTB, preseparación de agua en equipos "Up Stream".

7. PFD del Sistema Total (Corriente Arriba del CEC™)

Ver esquema de Interconexiones anexo.

8. Arreglo de Tuberías Corriente Arriba del CEC™ (Separadores Existentes), en Formato 3-D, en caso de estar Disponible

Ver esquema de Interconexiones anexo.

9. Especificaciones Utilizadas para Materiales y Tuberías

Acero al carbón para servicio amargo.

10. Huellas Disponibles de los Equipos y Clasificación de Áreas (¿zona EX?) para el CEC™ en las diferentes plataformas

Ver esquema de áreas disponibles anexo.

11. Limitaciones de los Módulos Respecto a Peso y Dimensiones debido a Capacidad de Levantamiento y Grúas en las Plataformas

Sin limitaciones.

12. Dimensiones Actuales de los Separadores / Deshidratadores Existentes

Ver esquema de Interconexiones anexo.

13. Puntos de Interconexión Disponibles

No hay conexiones disponibles, las conexiones necesarias deben definirse una vez que se tenga decidido y validado el lugar dónde se van a instalar los equipos CEC y sus separadores complementarios.

14. Suministro de Energía en las Plataformas (frecuencia, voltaje)

El requerido. En la plataforma se cuenta con:

NIVEL DE VOLTAJE	CAPACIDAD DISPONIBLE
220/127 V	150 kW
480 V	2500 kW
4160 V	150 kW (200 HP)
Frecuencia	60 Hz

15. Instalaciones de Laboratorio en la Plataforma y Disponibilidad de Laboratorista para Asistencia

Sin limitaciones para pruebas de campo.

16. Tipo de Equipos de Medición para Determinación del Corte de Agua en la Corriente de Producción y su Ubicación / Portátil

No Disponible.

17. Cursos / Capacitación Especial Requeridos para Acceso a Instalaciones Costa Afuera

Se requiere tomar el curso de supervivencia

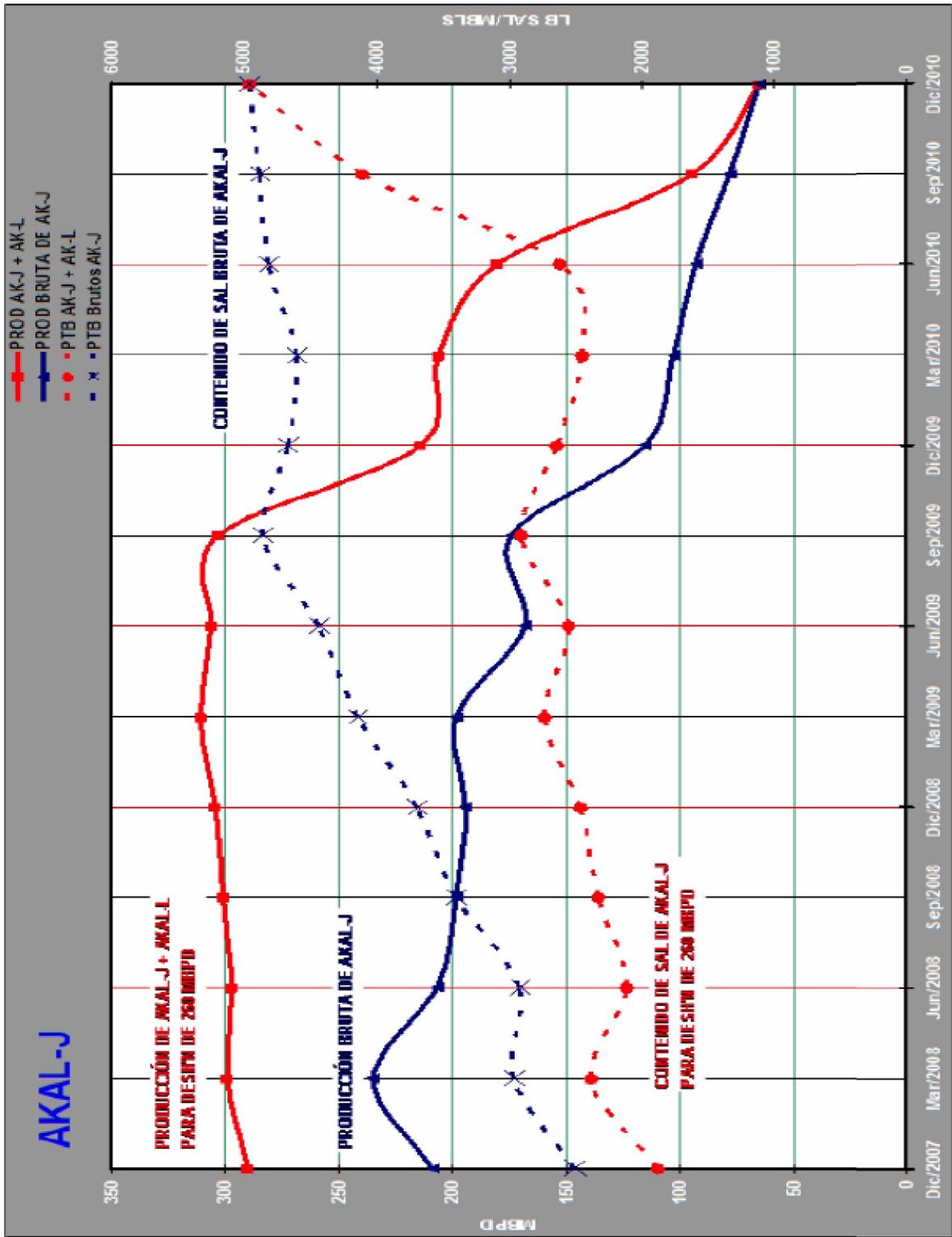
Alcance del Servicio para Efectuar Estudio de Integración del Sistema CEC™.

COMESA se basará en los datos de entrada entregados por el IMP para ejecutar el estudio y presentar sus recomendaciones sobre:

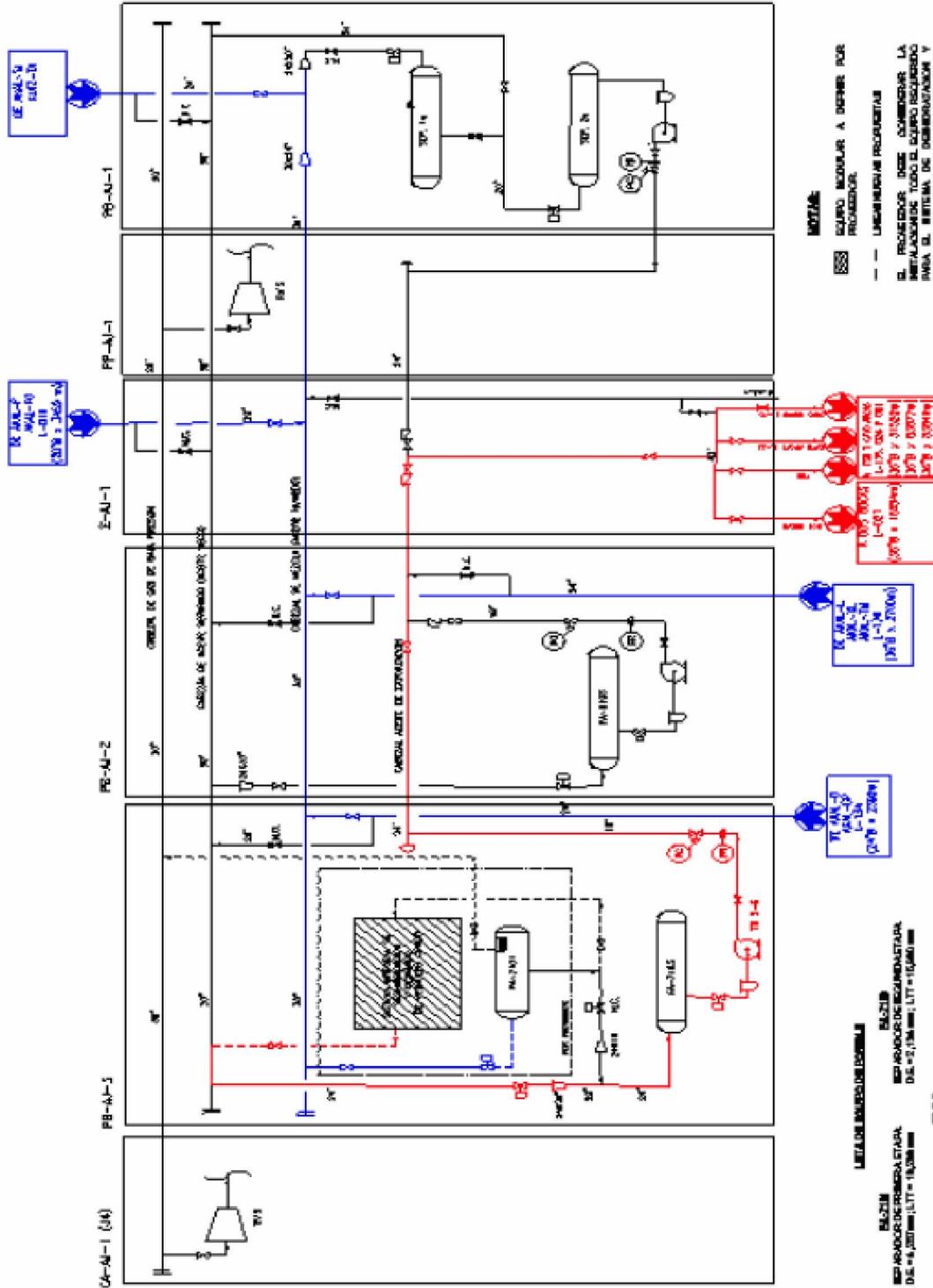
- Dimensionamiento del CEC™
- Dimensionamiento del Recipiente Separador
- Opción de Pre calentamiento para Bajas Temperaturas
- Opción de Dilución con Agua
- Influencia del Corte de Agua sobre las Operaciones
- Interconexiones
- Recomendaciones sobre Tuberías Corriente Arriba del Sistema CEC™

18. Información Adicional

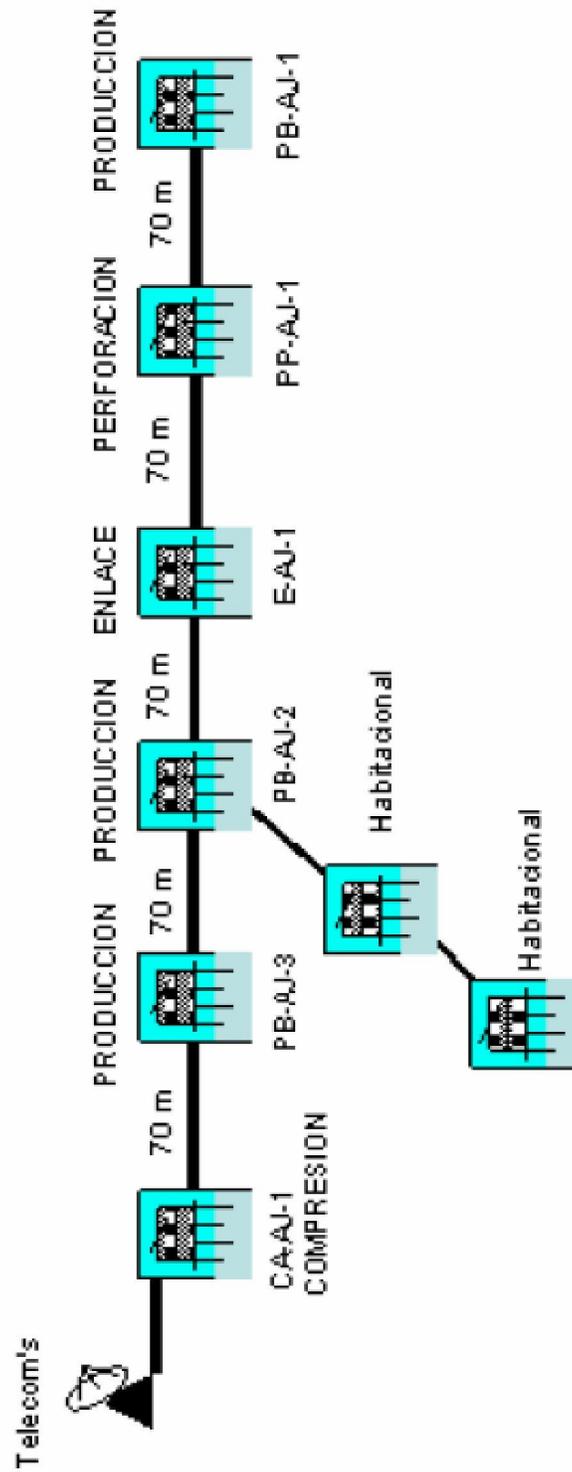
En base a las producciones esperadas le estamos incluyendo una gráfica que muestra la producción (MBPD) de crudo y su contenido de sal (PTB) cuando se procesen las plataformas de Akal-J, y la producción integrada de Akal-Akal-L (con 2% de H₂O). Los escenarios de producción mencionada son los que probablemente se alimentaran a la tecnología CEC.



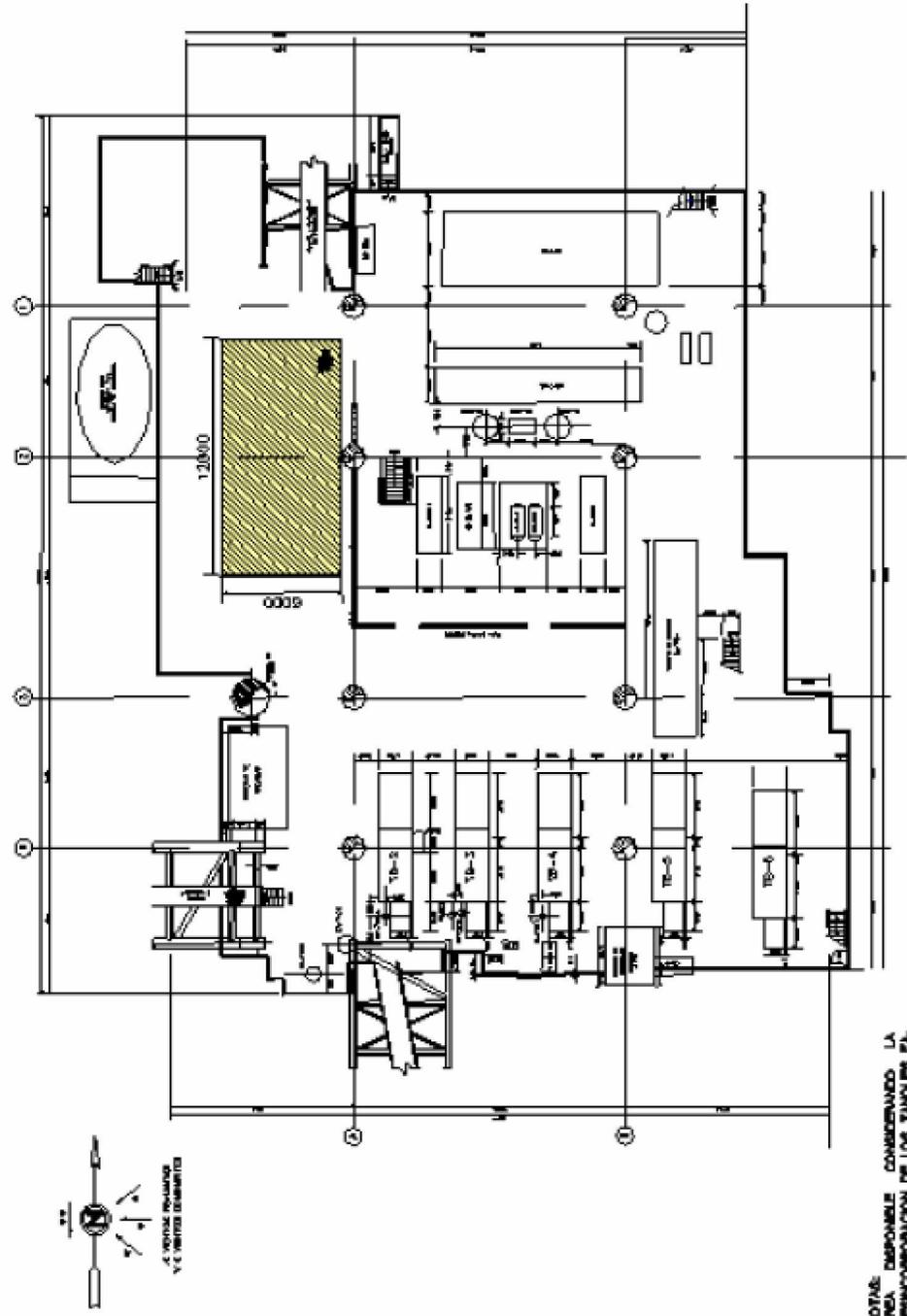
ESQUEMA DE INTERCONEXIONES EN CENTRO DE PROCESO AKAL-J



GENTRO DE PROCESO AKAL-J ESQUEMAS DE AREAS DISPONIBLES



**GENTRO DE PROCESO AKAL-J
PB-AJ-3 1er. NIVEL**



NOTA: DESPUES DE CONSIDERADO LA
AREA DESECONEXION DE LOS TABLEROS PA-
80 Y PA-81 EXISTENTES DE ACUERDO AL
PROGRAMA DE DESCONEXION DE
ACTIVOS 2017.

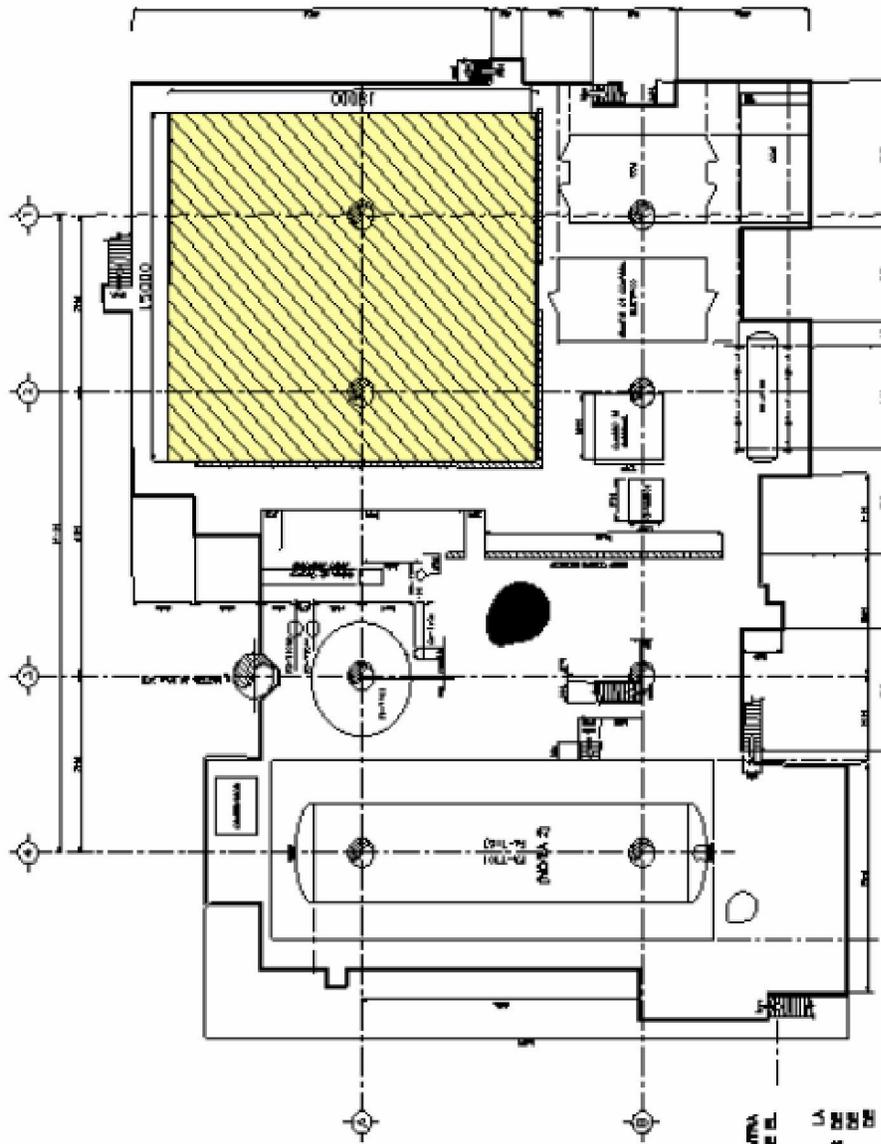


ACOTACION EN MILIMETROS.

LISTA DE BOMBO
TB-36 TUNDOBOMBA DE TRANSFERENCIA DE ONLDO

D-81 MOPC AP-42 N/CH

CENTRO DE PROCESO AKAL~ PB-AJ-3 2o. NIVEL



NOTAS:

1. ACOTACION EN MILIMETROS.
 2. EL SEPARADOR PA-763 SE ENCUENTRA LOCALIZADO EN UNA ESTRUCTURA SOBRE EL SEPARADOR PA-761.
- AREA DISPONIBLE CONSERVANDO LA DESCONEXION DE LOS MÓDULOS DE COMPRESION "TALUIS" EXISTENTES DE ACUERDO AL PROGRAMA DE DESCONEXION DE ACTIVOS 387.



LISTA DE EQUIPO

PA-761	SEPARADOR DE AL ETAPA	DE = 4007 mm; L ₁₀ = 8008 mm
PA-763	SEPARADOR DE AL ETAPA	DE = 2504 mm; L ₁₀ = 8008 mm

APÉNDICE B.2.

Cuestionario de Datos de Akal-L

Para ejecutar el estudio de integración del sistema CEC™ se requieren los siguientes datos:

1. Presión de Diseño / Temperatura de Diseño H / Temperatura de Diseño L /
Presión de Operación / Temperatura de Operación

Las condiciones de diseño deberán ser proporcionadas, asegurando el adecuado funcionamiento de sus equipos en cumplimiento con las especificaciones solicitadas.

PEP suministrará las corrientes de crudo a deshidratar con las siguientes condiciones de operación para alimentar al paquete CEC™ y posteriormente al separador FA - 3100:

- Temperatura de Operación, (°C): 60 - 65
- Presión de Operación, (Kg/cm² manométrica): 0.8 – 1.5
- Composición de Akal-L, (fracción mol):

**Caracterización de Corrientes de Crudo en Hysys de las Instalaciones de la Zona Marina Noreste
Analizadas en Proyecto F.32693. Etapa No. 1.**

Composiciones

LÍNEA No.2 a TMDB		Akal-B		Akal-L		Akal-C ₁	
Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)	Componente	Composición Fracc. Mol (Base húmeda)
H2O	0.0325	H2O	0.0084	H2O	0.0007	H2O	0.0282
Metano	0.0013	Metano	0.0002	Metano	0.0009	Metano	0.0003
CO2	0.0002	CO2	0	CO2	0.0001	CO2	0
Etano	0.0027	Etano	0.0004	Etano	0.0016	Etano	0.0011
Propano	0.0046	Propano	0.0013	Propano	0.0024	Propano	0.004
Isobutano	0.001	Isobutano	0.0016	Isobutano	0.0013	Isobutano	0.0037
n-Butano	0.0043	n-Butano	0.0098	n-Butano	0.0099	n-Butano	0.0185
NBP_41	0.0293	NBP_53	0.0446	NBP_17	0.0206	NBP_9	0.0465
NBP_54	0.0304	NBP_66	0.0474	NBP_31	0.0219	NBP_18	0.0351
NBP_67	0.0304	NBP_79	0.0495	NBP_45	0.0229	NBP_34	0.0187
NBP_81	0.0467	NBP_92	0.0492	NBP_59	0.0245	NBP_48	0.0119
NBP_92	0.0474	NBP_105	0.0456	NBP_73	0.0281	NBP_65	0.0412
NBP_106	0.038	NBP_118	0.0367	NBP_87	0.0347	NBP_78	0.0354
NBP_119	0.0351	NBP_131	0.0316	NBP_101	0.0414	NBP_93	0.0441
NBP_132	0.0348	NBP_145	0.0318	NBP_115	0.0474	NBP_107	0.0554
NBP_145	0.0333	NBP_158	0.0351	NBP_128	0.041	NBP_120	0.0432

**Caracterización de Corrientes de Crudo en Hysys de las Instalaciones de la Zona Marina Noreste
Analizadas en Proyecto F.32693. Etapa No. 1.**

Composiciones

LÍNEA No.2 a TMDB		Akai-B		Akai-L		Akai-C ₁	
NBP_158	0.0309	NBP_171	0.0385	NBP_142	0.0348	NBP_135	0.0313
NBP_172	0.0292	NBP_184	0.0329	NBP_156	0.0354	NBP_150	0.0331
NBP_185	0.0277	NBP_197	0.0282	NBP_170	0.0377	NBP_164	0.0402
NBP_198	0.0263	NBP_210	0.0269	NBP_184	0.0363	NBP_177	0.0385
NBP_211	0.0251	NBP_224	0.0282	NBP_197	0.0303	NBP_192	0.0302
NBP_224	0.0241	NBP_237	0.029	NBP_211	0.0259	NBP_206	0.0288
NBP_237	0.0232	NBP_250	0.0263	NBP_226	0.0251	NBP_221	0.0302
NBP_250	0.0223	NBP_263	0.0236	NBP_240	0.0258	NBP_234	0.0279
NBP_263	0.0213	NBP_276	0.0223	NBP_253	0.0262	NBP_249	0.023
NBP_276	0.0203	NBP_289	0.0215	NBP_267	0.023	NBP_263	0.0204
NBP_289	0.0193	NBP_302	0.0203	NBP_281	0.0202	NBP_277	0.0196
NBP_303	0.0183	NBP_315	0.0183	NBP_295	0.0193	NBP_292	0.0188
NBP_316	0.0174	NBP_328	0.0166	NBP_309	0.021	NBP_306	0.0181
NBP_329	0.0164	NBP_342	0.0152	NBP_323	0.0229	NBP_320	0.0172
NBP_342	0.0153	NBP_355	0.014	NBP_336	0.0181	NBP_334	0.0159
NBP_355	0.0143	NBP_368	0.0131	NBP_350	0.0134	NBP_349	0.0141
NBP_368	0.0137	NBP_381	0.0121	NBP_364	0.0113	NBP_363	0.0129
NBP_381	0.0142	NBP_394	0.0111	NBP_379	0.0118	NBP_377	0.013

**Caracterización de Corrientes de Crudo en Hysys de las Instalaciones de la Zona Marina Noreste
Analizadas en Proyecto F.32693. Etapa No. 1.**

Composiciones

LÍNEA No.2 a TMDB		Akai-B		Akai-L		Akai-C ₁	
NBP_394	0.0147	NBP_407	0.0195	NBP_393	0.015	NBP_391	0.0137
NBP_407	0.0143	NBP_420	0.0197	NBP_406	0.0216	NBP_405	0.0133
NBP_420	0.0124	NBP_441	0.0188	NBP_420	0.0157	NBP_420	0.0104
NBP_441	0.022	NBP_469	0.0145	NBP_440	0.0217	NBP_440	0.0159
NBP_469	0.0204	NBP_496	0.0119	NBP_469	0.0217	NBP_470	0.0184
NBP_496	0.018	NBP_523	0.0104	NBP_494	0.0172	NBP_494	0.0185
NBP_524	0.015	NBP_552	0.0092	NBP_524	0.0114	NBP_523	0.0104
NBP_552	0.013	NBP_579	0.0083	NBP_552	0.01	NBP_552	0.0076
NBP_579	0.0115	NBP_607	0.0149	NBP_580	0.0097	NBP_580	0.0079
NBP_607	0.0103	NBP_635	0.0131	NBP_607	0.0092	NBP_607	0.0076
NBP_635	0.0093	NBP_674	0.0119	NBP_635	0.0087	NBP_634	0.0064
NBP_677	0.0165	NBP_724	0.0112	NBP_677	0.0165	NBP_676	0.0098
NBP_733	0.0141	NBP_774	0.0109	NBP_733	0.015	NBP_734	0.0085
NBP_790	0.0125	NBP_825	0.0109	NBP_790	0.0138	NBP_789	0.0074
NBP_846	0.0112	NBP_875	0.0112	NBP_846	0.0129	NBP_846	0.0063
NBP_902	0.01	NBP_925	0.0124	NBP_903	0.0121	NBP_903	0.0053
NBP_959	0.0088	NBP_976	0	NBP_959	0.011	NBP_959	0.0046
NBP_1015	0.0077	NBP_1026	0	NBP_1015	0.0098	NBP_1016	0.004

**Caracterización de Corrientes de Crudo en Hysys de las Instalaciones de la Zona Marina Noreste
Analizadas en Proyecto F.32693. Etapa No. 1.**

Composiciones

LÍNEA No.2 a TMDB		Akal-B		Akal-L		Akal-C₁	
NBP_1072	0.0068	NBP_1077	0	NBP_1072	0.0087	NBP_1072	0.0035

Caracterización de corrientes de crudo en Hysys de las instalaciones de la Zona Marina Noreste analizadas en proyecto F.32693. Etapa No. 1.

Propiedades de cortes de aceite crudo de salida de la instalación AKAL-L.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm3]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_17	17.1	62.3	682.8	188.7	3,903.6	0.1494	11.8
NBP_31	31.0	64.7	688.3	202.9	3,693.2	0.1846	11.9
NBP_45	44.9	70.0	699.2	217.6	3,577.8	0.2203	11.9
NBP_59	58.9	76.5	711.0	233.3	3,496.5	0.2509	11.8
NBP_73	73.0	83.7	722.2	249.6	3,403.3	0.2762	11.8
NBP_87	87.0	91.2	733.2	265.9	3,300.9	0.2979	11.8
NBP_101	100.8	98.8	743.4	281.3	3,160.3	0.3196	11.8
NBP_115	114.5	106.7	753.0	296.3	3,022.8	0.3423	11.8
NBP_128	127.8	113.7	761.1	310.4	2,888.1	0.3656	11.8
NBP_142	142.0	118.7	766.8	324.5	2,728.9	0.393	11.8
NBP_156	156.2	126.6	775.2	339.0	2,602.6	0.4195	11.8
NBP_170	170.1	136.0	784.5	353.4	2,497.6	0.445	11.8
NBP_184	183.5	145.1	792.9	367.0	2,397.7	0.4706	11.8
NBP_197	197.5	153.9	800.4	380.7	2,290.8	0.4987	11.8
NBP_211	211.5	163.1	807.8	394.2	2,189.4	0.5275	11.8
NBP_226	225.6	173.5	815.6	407.8	2,095.4	0.5567	11.8
NBP_240	239.5	185.0	823.7	421.3	2,012.3	0.5853	11.8

Caracterización de corrientes de crudo en Hysys de las instalaciones de la Zona Marina Noreste analizadas en proyecto F.32693. Etapa No. 1.

Propiedades de cortes de aceite crudo de salida de la instalación AKAL-L.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm3]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_253	253.2	197.2	831.6	434.5	1,934.0	0.614	11.8
NBP_267	267.0	208.8	838.7	447.3	1,854.7	0.644	11.8
NBP_281	280.9	220.8	845.5	460.1	1,777.8	0.6747	11.8
NBP_295	295.1	233.7	852.5	473.1	1,703.0	0.7068	11.8
NBP_309	309.1	248.7	860.2	486.1	1,638.2	0.7375	11.8
NBP_323	322.7	264.3	867.7	498.8	1,578.6	0.7677	11.8
NBP_336	336.1	277.4	873.8	510.7	1,516.1	0.7993	11.8
NBP_350	350.3	290.0	879.5	523.0	1,448.8	0.8343	11.8
NBP_364	364.3	302.6	885.1	535.1	1,386.4	0.869	11.8
NBP_379	378.5	316.9	891.6	547.5	1,330.2	0.9034	11.8
NBP_393	392.5	334.6	899.4	560.3	1,284.6	0.9352	11.8
NBP_406	406.5	354.9	907.5	573.2	1,243.4	0.9624	11.8
NBP_420	419.6	371.5	913.0	584.4	1,195.6	0.9929	11.8
NBP_440	440.4	395.0	920.5	601.7	1,119.9	1	11.8
NBP_469	468.7	433.7	933.0	626.0	1,034.8	1.1	11.8
NBP_494	494.5	466.4	943.5	647.6	961.0	1.2	11.8
NBP_524	523.9	497.4	953.4	671.4	876.0	1.2	11.8
NBP_552	551.8	531.1	963.7	694.1	806.2	1.3	11.8

Caracterización de corrientes de crudo en Hysys de las instalaciones de la Zona Marina Noreste analizadas en proyecto F.32693. Etapa No. 1.

Propiedades de cortes de aceite crudo de salida de la instalación AKAL-L.

Corte	NBP (°C)	Peso Molecular	Densidad [kg/cm3]	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [kPa]	Factor Acéntrico	K. Watson
NBP_580	579.6	569.4	974.7	717.1	744.9	1.3	11.8
NBP_607	607.3	611.0	985.5	739.9	688.6	1.4	11.8
NBP_635	635.0	654.0	996.0	762.5	635.7	1.4	11.8
NBP_677	677.1	720.0	1,011.5	796.5	562.5	1.5	11.8
NBP_733	733.5	808.7	1,031.5	841.7	476.1	1.6	11.8
NBP_790	789.9	895.1	1,050.8	886.4	401.5	1.7	11.8
NBP_846	846.2	975.9	1,069.2	930.7	336.8	1.8	11.8
NBP_903	902.6	1,059.7	1,089.6	976.0	284.9	1.9	11.8
NBP_959	959.0	1,178.1	1,106.8	1,019.6	236.4	2	11.8
NBP_1015	1,015.3	1,329.8	1,123.6	1,063.1	195.0	2	11.8
NBP_1072	1,071.7	1,514.1	1,139.9	1,106.4	159.7	2.1	11.8

2. Flujo de Aceite / Densidad del Aceite / Viscosidad del aceite / Tensión Superficial del Aceite / Factor de Encogimiento del Aceite

Flujo de crudo: Los siguientes valores están en función de un periodo de explotación en los campos del Activo Integral Cantarell (2008-2010).

- Flujo del crudo, (MBPD): 130
- Densidad del crudo, (Kg/m³): 931.175
- Densidad, (°API): 19 a 22
- Tensión superficial, (dina/cm): 28.3041
- Factor de encogimiento: 98.7%
- Viscosidad de crudo, (cSt):

Temperatura (°C)	Viscosidad
26	285
55	70
99	13

3. Flujo de Gas / MW del Gas / Densidad del Gas / Viscosidad del Gas / Compresibilidad del Gas

Flujo de gas: Los siguientes valores están en función de un periodo de explotación en los campos del Activo Integral Cantarell (2008-2010).

- Flujo de gas, (MMPCSD): 2
- Peso molecular (MW): 25.714
- Densidad del gas (aire): 0.8898
- Compresibilidad del gas: 0.9864

4. Flujo de Agua / Densidad del Agua / Viscosidad del Agua / Tensión Superficial del Agua

Flujo de agua: Los siguientes valores están en función de un periodo de explotación en los campos del Activo Integral Cantarell (2008-2010).

Opción 1: 3.9 – 26.7 %vol de agua de alimentación al sistema de deshidratación.

Opción 2: 2 - 5 %vol de agua, considerando preseparación de agua en equipos "Up Stream" en plataformas periféricas.

- Densidad del agua, (Kg/m³): 968.7
- Tensión superficial del agua (dina/cm): 32.65

Comesa, deberá definir la opción que mejor aplique para PEMEX.

5. Uso de Productos Químicos / Rompedores de Emulsión, Tipo, Dosificación

PEMEX actualmente está realizando pruebas de campo en Akal-FO utilizando el químico (desemulsificante) tipo EB-8400R de MI Drilling Fluids de México.

6. Contenido y Concentraciones de Sal

Contenido de sal: Los siguientes valores están en función de un periodo de explotación en los campos del Activo Integral Cantarell (2008-2010). (Ver grafica del punto 18)

Opción 1: 450 - 3970 PTB de alimentación al sistema de deshidratación.

Opción 2: 230 - 280 PTB, preseparación de agua en equipos "Up Stream".

7. PFD del Sistema Total (Corriente Arriba del CEC™)

Se enviarán esquemas posteriormente.

8. Arreglo de Tuberías Corriente Arriba del CEC™ (Separadores Existentes), en Formato 3-D, en caso de estar Disponible

Se enviarán esquemas posteriormente o.

9. Especificaciones Utilizadas para Materiales y Tuberías

Acero al carbón para servicio amargo.

10. Huellas Disponibles de los Equipos y Clasificación de Áreas (¿zona EX?) para el CEC™ en las diferentes plataformas

Se enviarán esquemas posteriormente.

11. Limitaciones de los Módulos Respecto a Peso y Dimensiones debido a Capacidad de Levantamiento y Grúas en las Plataformas

Sin limitaciones.

12. Dimensiones Actuales de los Separadores / Deshidratadores Existentes

Se enviarán esquemas posteriormente.

13. Puntos de Interconexión Disponibles

No hay conexiones disponibles, las conexiones necesarias deben definirse una vez que se tenga decidido y validado el lugar dónde se van a instalar los equipos CEC y sus separadores complementarios.

14. Suministro de Energía en las Plataformas (frecuencia, voltaje)

El requerido. En la plataforma se cuenta con:

NIVEL DE VOLTAJE	CAPACIDAD DISPONIBLE
220/127 V	150 kW
480 V	2,500 kW
4,160 V	150 kW (200 HP)
Frecuencia	60 Hz

15. Instalaciones de Laboratorio en la Plataforma y Disponibilidad de Laboratorista para Asistencia

Sin limitaciones para pruebas de campo.

16. Tipo de Equipos de Medición para Determinación del Corte de Agua en la Corriente de Producción y su Ubicación / Portátil

No Disponible.

17. Cursos / Capacitación Especial Requeridos para Acceso a Instalaciones Costa Afuera

Se requiere tomar el curso de supervivencia

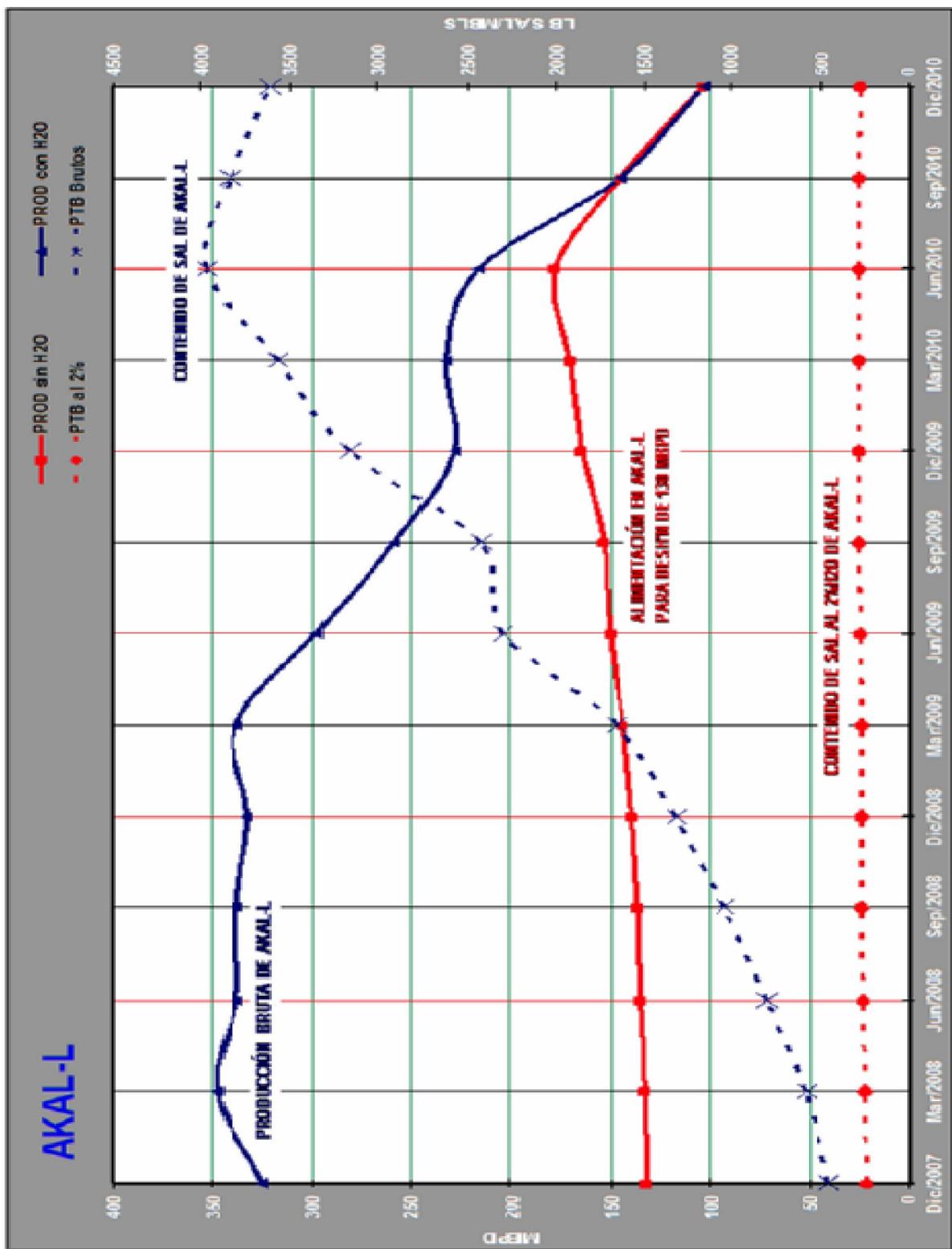
Alcance del Servicio para Efectuar Estudio de Integración del Sistema CEC™.

COMESA se basará en los datos de entrada entregados por el IMP para ejecutar el estudio y presentar sus recomendaciones sobre:

- Dimensionamiento del CEC™
- Dimensionamiento del Recipiente Separador
- Opción de Pre calentamiento para Bajas Temperaturas
- Opción de Dilución con Agua
- Influencia del Corte de Agua sobre las Operaciones
- Interconexiones
- Recomendaciones sobre Tuberías Corriente Arriba del Sistema CEC™

18. Información Adicional

Basados en pronósticos de producción, le incluimos una gráfica que muestra la producción (MBPD) de crudo y su contenido de sal (PTB) cuando se procesen todas las plataformas periféricas de Akal-L (línea azul), y la producción que se alimentará al equipo CEC en Akal-L (línea roja)



APÉNDICE C.

Matriz de Pruebas en el MPFL para Crudo Maya de Cantarell:

Ito. Prueba	Descripción	Tempos de Residencia		Desemulficante ppm	Centrifugación						Columnas de aceite						
		Aceite	Agua		Cortes de Agua antes de entrar al CEC			Cortes de Agua después del separador del CEC			Antes del CEC		Después del Separador del CEC				
					Cantidad de Agua Libre	Total Corte de Agua Ken Fisher	Total Corte de Agua	Cantidad de Agua Libre	Agua en aceite Ken Fisher	Total Corte de Agua	Agua en aceite Ken Fisher	10 min	20 min	40 min	60 min	10 min	20 min
%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	
1		00:41	04:47	100		2.80	54.10		0.90	7.50							
2	CEC encendido	00:30	04:16	100				3.70	0.90	4.60							
3	CEC encendido	00:30	04:16	100	44.40	2.00	16.80	3.40	0.82	3.90							
4	CEC apagado	00:30	04:16	100	14.80	1.35	15.16	22.20	1.30	25.40							
5	CEC encendido	00:21	10:40	100	8.75	0.88	9.37	4.89	0.73	5.51							
6	CEC encendido	00:59	03:07	125	18.90	0.92	19.50	74.60	3.02	75.40							
7	CEC apagado	00:59	03:07	125				22.80	2.00	24.00							
8	Apnea 6% de Corte de Agua	01:02	-	125	3.30	0.23	3.80	2.20	0.24	2.90				1.20	1.00	1.07	
9	IL elevado	00:43	-	125			3.60	2.80	0.25	2.34							
10	IL elevado, repetido prueba anterior	00:48	-	125			3.60	1.70	0.21	2.00							
11	Iguat que la anterior, CEC apagado	00:40	-	125				3.30	0.24	3.50							
12	Problema Corte de Agua de 2.2.5 con bomba de agua apagada, 65°C	01:20	-	125	2.80	0.15	2.89	0.93	0.18	1.04				0.80	0.65		
13	Apnea 3% de Corte de Agua	01:21	10:12	125	4.80	0.14	4.13	1.33	0.14	1.47				0.80	0.86		
14	Se aplico 1 bar de corte	01:21	10:00	125			4.13	3.40	0.22	3.66	1.30			1.61			
15	Se aplicaron 2.6 bar de corte	01:21	10:00	125			4.13	4.20	0.16	4.30	0.48			1.89			
16	Bomba de aceite corriendo únicamente, aprox 3% de Corte de Agua	01:20	-	140	2.36	0.44	2.79	2.80	0.26	2.25	1.78			0.78			
17	68°C, bomba de agua arrancó	01:22	18:16	140	5.28	0.54	6.33	3.92	0.44	4.35	1.36	1.19		0.94	0.53		
18	68°C, bomba de agua arrancó	01:22	18:33	140	5.39	0.39	6.15	4.16	0.36	4.16	0.36	1.14		1.50	0.95		
19	75°C, CEC encendido	01:22	18:15	140	4.80	0.42	4.40	3.70	0.18	3.95	0.31	1.67	1.67	1.69	1.23	1.30	
20	75°C, CEC apagado	01:22	18:39	140	4.17	0.43	4.58	5.78	0.38	6.14	0.75	1.19		4.68	4.64		
21	55°C, CEC encendido	01:22	36:38	140	2.11	1.50	3.57	2.66	0.44	3.28	1.10		1.25	1.01		0.80	
22	68°C, CEC encendido, gasto menor	01:56	34:41	140	1.67	0.70	2.43	1.86	0.46	2.31	1.89		1.05	2.67		1.52	
23	68°C, CEC encendido, gasto menor, más desemulficante	01:56	35:23	200	2.84	0.22	2.26	1.91	0.36	2.27	0.74		1.38				
24	68°C, CEC encendido, gasto menor, más desemulficante, prueba de centrifuga nueva	01:56	35:23	200			2.26	1.80	0.25	2.05							
25	65°C, CEC apagado	01:20	04:20	200	11.32	1.89	13.80	12.83	0.68	13.35	1.15	0.87		1.93	0.79		
26	65°C, CEC encendido	01:20	04:20	200	6.14	2.78	11.31	5.61	0.56	6.14	11.27	4.53		1.06	0.86		
27	55°C, CEC apagado	01:09	04:39	200	1.72	4.27	5.92	42.90	3.78	46.80	9.86		9.11	4.68		5.34	
28	55°C, CEC encendido	01:09	04:20	200	10.80	2.14	11.93	5.23	0.53	5.73	10.10	3.48		2.52		1.24	
29	65°C, CEC encendido	01:30	05:15	200	10.80	1.16	11.84	3.16	0.27	3.42	1.49			0.92			
30	Con Bomba Multifásica	01:20	04:41	200	13.24	0.76	13.89	2.14	0.34	2.48	0.36			1.50			

Condiciones de Pruebas y resultados – Tabulados

Apéndice C:

Condiciones de Pruebas y resultados – Tabulados

Matriz de Resultados en el MPFL para Crudo Maya de Cantarell:

No. Prueba	Fecha y hora	Presión P [bar]	Temp. T [°C]	Corte Aguas Arriba DP [bar]	Qliq [m3/h]	Qaceite [m3/h]	Qagua [m3/h]	Corte de Agua (medido) %	Nivel de Interfase [mm]	Voltaje del CEC [Volt]	Corriente del CEC [mA]	Descripción
1	30.05.2007 12:55	2.5	60	0	11.390	8.270	3.120	33.10				
2	31.05.2007 10:15	3.4	60	0	15.000	11.500	3.500	27.80	34	ENCENDIDO		CEC encendido
3	31.05.2007 12:00	3.4	60	0	15.000	11.500	3.500	27.80	34	ENCENDIDO		CEC encendido
4	31.05.2007 13:30	3.4	60	0	15.000	11.500	3.500	27.80	34	0	0	CEC apagado
5	31.05.2007 21:00	3.8	60	0	16.400	15.000	1.400	14.02	34	3300	230	CEC encendido
6	01.06.2007 12:30	3.68	65	0	14.980	12.050	2.910	22.20	22	3100	310	CEC encendido
7	01.06.2007 14:45	3.66	65	0	14.960	12.050	2.910	22.20	22	0	0	CEC apagado
8	04.06.2007 17:45	3.2	64.4	0	15.000	15.000	0.000	6.00	15	3250	220	Aprox 6% de Corte de Agua
9	04.06.2007 18:15	3.2	64.4	0	15.000	15.000	0.000	6.00	22	3250	220	IL elevado
10	04.06.2007 19:40	3.2	64.4	0	15.000	15.000	0.000	6.00	22	3250	220	IL elevado, repetido prueba anterior
11	04.06.2007 20:20	3.2	64.4	0	15.000	15.000	0.000	6.00	22	0	0	Igual que la anterior, CEC apagado
12	05.06.2007 11:45	3.4	64.7	0	11.500	11.500	0.000	1.87	15	3250	220	Probando Corte de Agua de 2-2.5 con bomba de agua apagada, 55°C
13	05.06.2007 16:20	3.59	63.73	0	11.970	11.460	0.510	3.00	15	3250	220	Aprox 3% de Corte de Agua
14	05.06.2007 18:40	3.54	66.2	1	12.000	11.480	0.520	3.28	15	3250	220	Se aplicó 1 bar de corte
15	05.06.2007 21:00	3.54	66.2	2.6	12.000	11.480	0.520	3.28	15	3250	220	Se aplicaron 2.6 bar de corte
16	06.06.2007 12:30	3.41	62.2	3	11.510	11.510	0.000	3.00	15	3250	210	Bomba de aceite corriendo únicamente, aprox. 3% de Corte de Agua
17	06.06.2007 13:15	3.41	61.8	3	11.560	11.290	0.270	6.40	15	2350	210	60°C, bomba de agua arrancó
18	06.06.2007 15:00	3.6	61.9	3	11.556	11.290	0.266	5.82	15	3250	200	60°C, bomba de agua arrancó
19	06.06.2007 19:25	3.68	74	3	11.615	11.330	0.285	4.68	15	3250	240	75°C, CEC encendido
20	06.06.2007 21:07	3.69	73.5	3	11.649	11.370	0.279	4.94	15	0	0	75°C, CEC apagado
21	07.06.2007 10:15	3.29	55.4	3	11.392	11.250	0.142	4.35	15	4150	170	55°C, CEC encendido
22	07.06.2007 13:30	3.34	63.2	3	8.050	7.900	0.150	3.29	15	4100	180	60°C, CEC encendido, gasto menor
23	07.06.2007 17:20	3.47	60.9	3	8.137	7.990	0.147	3.39	15	4150	180	60°C, CEC encendido, gasto menor, más deseminisficante
24	07.06.2007 17:30	3.47	60.9	3	8.137	7.990	0.147	3.39	15	4150	180	60°C, CEC encendido, gasto menor, más deseminisficante, prueba de centrifuga nueva
25	07.06.2007 18:50	3.47	65.7	3	11.560	10.360	1.200	12.00	15	0	0	65°C, CEC apagado
26	07.06.2007 21:17	3.44	67.4	3	11.560	10.360	1.200	12.64	15	4150	190	65°C, CEC encendido
27	08.06.2007 10:15	3.34	53.2	3	14.480	13.360	1.120	15.90	15	0	0	55°C, CEC apagado
28	08.06.2007 12:16	3.31	55.7	3	14.630	13.430	1.200	14.25	15	4200	180	55°C, CEC encendido
29	08.06.2007 13:30	3.46	69.9	3	11.290	10.300	0.990	10.68	15	4150	190	65°C, CEC encendido
30	08.06.2007 14:20	3.46	64.9	3	11.480	10.370	1.110	22.33	15	4150	220	Con Bomba Multifásica

REFERENCIAS.

- [1] Schüller, R.B., K. Olsen, B. Engebretsen, and M. Halleraker. *Monitoring of High Pressure Separation of Real Hydrocarbon/Water Mixtures by Single electrode Capacitance Probes (SeCaPTM)*. in *3rd World Congress on Industrial Process Tomography*. 2003. Banff, Alberta, Canada, p. 750-755, ISBN: 0-85316-240-9.
- [2] Utvik, O.H., T. Rinde, and A. Valle. *An experimental comparison between a recombined hydrocarbon-water fluid and a model system in three phase pipe flow*. in *9th Int. Conf. Multiphase'99*. 1999. Cannes, France: BHR Group, ISBN: 1-86058-212-5.
- Manuscript for Flow Measurement and Instrumentation, Special issue on Flow Measurement Facilities*
- [3] Schüller, R.B., M. Halleraker, and B. Engebretsen. *Advanced Profile Gauge for Multiphase Systems*. in *1st World Congress on Industrial Process Tomography*. 1999. Buxton, Greater Manchester, U.K., p. 126-132, ISBN: 0-85316-193-3.
- [4] Schüller, R.B., T. Solbakken, B. Engebretsen, and M. Halleraker. *Water Concentration and Interface Positions by Single Electrode Capacitance Probes (SeCaPTM)*. in *2nd World Congress on Industrial Process Tomography*. 2001. Hannover, Germany, p. 644-651, ISBN: 0-85316-224-7.
- [5] Frøystein, T., H. Kvandal, and H. Aakre, *Dual energy gamma tomography system for high pressure multiphase flow*. *Flow Measurement and Instrumentation*, ACCEPTED.
- [6] Aakre, H., T. Solbakken, and R.B. Schüller, *An In-line NIR/Endoscope Technique for Observations in Real Hydrocarbon Multiphase Systems*. *Flow Measurement and Instrumentation*, ACCEPTED.
- [7] Aakre, H., T. Solbakken, and R.B. Schüller. *Online Measurements of Droplet Characteristics in a Flowing Crude Oil/Water System using an Endoscope and a CCD-NIR Camera*. in *3rd International Symposium on Two-Phase Flow Modeling*

and Experimentation. 2004. Pisa, Italy: Assembly of World Conferences of Heat Transfer, Fluid Dynamics and Thermodynamics, ISBN: 88-467-1075-4.

- [8] Kvandal, H., A. Valle, B. Robøle, and T. Arvesen. *Comparison between Three-phase Field tests and Multiphase simulation code*. in *SPE Annual Conference and Exhibition*. 1998. New Orleans, Louisiana.
- [9] Schulkes, R.M.S.M., R.B. Schüller, and J.S. Munaweera. *An experimental study of multiphase flow with radial inflow of gas*. in *Multiphase '99*. 1999. Cannes: BHR Group, p. 507-519, ISBN: 1-86058-212-5.
- [10] Valle, A., *Three Phase Gas-Oil-Water Pipe Flow*, in *Department of Chemical Engineering and Chemical Technology*. 2000, Imperial College of Science, Technology and Medicine: London, Ph.D., p. 471.
- [11] Solbakken, T. and R.B. Schüller. *Multiphase Flow Experiments on a High Pressure Recombined Gas/Condensate/Water System*. in *Multiphase '01*. 2001. Cannes, 13 - 15 June: Cranfield, BHR Group, p. 163-176, ISBN: 1-85598-033-9.
- [12] Elseth, G., P. Duchet-Suchaux, H. Holm, W. Vandersippe, G. Coffe, H. Kvandal, and S. Munaweera. *High Pressure Recombined Gas-Condensate-Water Flow at Inclined Conditions*. in *Multiphase '01*. 2001: BHR Group, ISBN: 1-85598-033-9.
- [13] Schüller, R.B., T. Solbakken, and S. Selmer-Olsen, *Evaluation of Multiphase Flow Rate Models for Chokes Under Subcritical Oil/Gas/Water Conditions*. SPE Production and Facilities, 2003. 18(3): p. 170-181.
- [14] Schüller, R.B., J.S. Munaweera, S. Selmer-Olsen, and T. Solbakken, *Critical and Sub-Critical Oil/Gas/Water Mass Flow Rate Predictions for Chokes*. SPE Production and Facilities, SUBMITTED.
- [15] Munaweera, S., T. Solbakken, and R.B. Schüller. *Minor Geometrical Change from Erosion Affects the Three-Phase Mass Flow Rate through Chokes*. in *3rd International Symposium on Two-Phase Flow Modeling and Experimentation*. 2004. Pisa, Italy: Assembly of World Conferences of Heat Transfer, Fluid Dynamics and Thermodynamics, ISBN: 88-467-1075-4.