

**IDENTIFICACION Y VALORACION DE LAS CONDICIONES PARA LA  
IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS DE SEPARACION AVANZADA  
LÍQUIDO – LIQUIDO Y LIQUIDO – GAS APLICADO A LA INDUSTRIA DE  
LOS HIDROCARBUROS**

**EDGAR ORLANDO RAMIREZ MARTINEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**IDENTIFICACION Y VALORACION DE LAS CONDICIONES PARA LA  
IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS DE SEPARACION AVANZADA  
LÍQUIDO – LIQUIDO Y LIQUIDO – GAS APLICADO A LA INDUSTRIA DE  
LOS HIDROCARBUROS**

**EDGAR ORLANDO RAMIREZ MARTINEZ**

**Trabajo de grado como requisito para obtener el título de  
INGENIERO DE PETROLEOS**

**Director**

**M.Sc. JOHN ALEXANDER LEON PABON**

**Codirector**

**Ing. CAROLINA RODRIGUEZ WALTEROS**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco al ingeniero **John Alexander León Pabón**, director del proyecto que gracias a sus conocimientos y experiencia en el tema me encaminó a la realización del proyecto; extendiendo de igual manera el agradecimiento a la ingeniera **Carolina Walteros**, codirectora que expresó su interés en el proyecto desde un principio y al grupo de trabajo dirigido por el director que con sus aportes en cada reunión fueron moldeando el proyecto, también agradezco a todas las personas que de una u otra forma hicieron parte de este proyecto, mis más sinceros agradecimientos.

## DEDICATORIA

*A mi DIOS padre todo poderoso por permitirme estudiar esta gran carrera  
y mantenerme de pie con sus bendiciones.*

*A mi hermosa madre María Teresa Martínez y mis hermanos Diego  
Leonardo Ramírez y Andrés Eduardo Ramírez que solo ellos son partícipes  
del verdadero sacrificio que se debe tomar en la vida y son la razón más  
importante para salir adelante “LA FAMILIA PRIMERO”.*

*A mi padre Luis Orlando Ramírez que siempre ha querido verme en esta  
instancia y apoyo mi ciclo universitario a su manera.*

*Al resto de mi familia por creer en mí y brindarme su apoyo.*

*A mis amigos por estar en el camino y apoyarme en el momento exacto.*

**EDGAR RAMIREZ**

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	16
1. GENERALIDADES DE LA SEPARACIÓN LÍQUIDO-LÍQUIDO Y LIQUIDO-GAS.....	18
1.1. TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS .....	19
1.1.1 Tecnologías de separación convencional.....	20
1.1.2. Otras tecnologías de separación convencional .....	22
1.1.2.1 Gun barrels.....	22
1.1.2.2 Calentadores y tratadores térmicos.....	23
1.1.2.3 Tratadores electrostáticos.....	24
1.1.3. Tecnologías de separación avanzada .....	25
1.1.3.1 Criterios que definen separación avanzada.....	25
1.1.3.2 Definición de separación avanzada .....	33
1.1.3.3. Separación avanzada liquido-liquido .....	34
1.1.3.4. Separación avanzada liquido-gas.....	42
1.1.3.5 Diagrama de flujo computacional (CFD).....	49
2. CONDICIONES PARA IMPLEMENTAR TECNOLOGIAS DE SEPARACION AVANZADA .....	51
2.1 CONDICIONES FINANCIERAS.....	51
2.2 CONDICIONES OPERATIVAS .....	52
2.3 CONDICIONES DIMENSIONALES.....	53
2.4 CONDICIONES POSICIONALES .....	53
2.5 CONDICIONES DEL FLUIDO .....	54
3. TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN AVANZADA APLICADAS A NIVEL MUNDIAL.....	55
3.1 TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN AGUA Y ACEITE EN FONDO DE POZO (DOWS).....	56
3.2 TECNOLOGÍA PROMIX (SAUDI ARANCO) .....	70
3.3 CALIFICACION DE LA TECNOLOGIA INLINE DEWATERING.....	76
3.4 SUBSIS: PRIMER SISTEMA DE SEPARACION E INYECCION EN EL MUNDO.....	98
4. TRABAJO EXPERIMENTAL.....	123
4.1 DESCRIPCIÓN DE PROCESOS EN UN CAMPO PETROLERO .....	123

4.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA A IMPLEMENTAR.....	130
4.3 TECNOLOGIAS A IMPLMETAR.....	132
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	136
6. BIBLIOGRAFIA.....	137
<b>ANEXOS.....</b>	<b>139</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Tecnología convencional de separación .....	21
<b>Figura 2:</b> Esquema de Separador agua-aceite tipo Gun barrels .....	22
<b>Figura 3:</b> Tratador térmico compañía EN-FAB .....	23
<b>Figura 4:</b> Tratador térmico compañía NALCO .....	24
<b>Figura 5:</b> Tecnología de separación avanzada .....	26
<b>Figura 6:</b> Equipos de Separación Avanzada de alta Eficiencia .....	27
<b>Figura 7:</b> Equipos de Separación submarina Avanzada a nivel mundial.....	29
<b>Figura 8:</b> Esquema de Movimiento Hidrociclonico de los fluidos.....	31
<b>Figura 9:</b> Esquema de comparación de equipos de separación convencional y Dewaterer y convencional.....	36
<b>Figura 10:</b> Tecnología de separación Inline Desliquidiser .....	38
<b>Figura 11:</b> Tecnología de separación Inline Electrocoalescer .....	39
<b>Figura 12:</b> Tecnología de separación Inline Hydrocyclone.....	41
<b>Figura 13:</b> Equipo de separación Avanzada Inline Degasser.....	43
<b>Figura 14:</b> Esquema de Tecnología de separación Inline De Míster.....	46
<b>Figura 15:</b> Esquema de Tecnología de separación Inline PhaseSplitter .....	48
<b>Figura 16:</b> DOWS tipo hidrociclón .....	60
<b>Figura 17:</b> Esquema de montaje de la válvula PROMIX en UGOSP-4 .....	73
<b>Figura 18:</b> Esquema de la válvula PROMIX en UGOSP-4.....	74
<b>Figura 19:</b> Deshidratador en línea.....	78
<b>Figura 20:</b> Deshidratador en línea aguas arriba de la primera etapa de separación .....	79
<b>Figura 21:</b> Prueba costa afuera en el campo Gullfaks .....	83
<b>Figura 22:</b> Circuito P&ID de la prueba a gran escala .....	88
<b>Figura 23:</b> Prueba a gran escala del deshidratador en línea.....	88
<b>Figura 24:</b> Imagen del circuito de prueba.....	89
<b>Figura 25:</b> Configuración con entrada en fondo (izquierda). Configuración con entrada lateral con tubo perfilada aguas arriba (derecha.....	89
<b>Figura 26:</b> Diseño para incrementar el recobro de campos costa afuera de aceite y gas (SUBSIS .....	100

<b>Figura 27:</b> Sistema de separación del agua en grandes cantidades.....	102
<b>Figura 28:</b> Diseño típico subsis en una plantilla submarina estándar.....	102
<b>Figura 29:</b> Sistema de proceso de SUBSIS .....	104
<b>Figura 30:</b> Nueva entrada del separador hidrociclón.....	105
<b>Figura 31:</b> Módulo de inyección de agua de subsis para devolver el agua separada al yacimiento .....	107
<b>Figura 32:</b> Comparación de los principales componentes de un sistema SEPDIS con los de un sistema de distribuido en la parte superior .....	111
<b>Figura 33:</b> Configuración típica del sistema de distribución de energía eléctrica submarina (SEPDIS.....	112
<b>Figura 34:</b> Conector acoplable de alto voltaje submarino húmedo MECON ..	113
<b>Figura 35:</b> Métodos de control del nivel de separador desarrollados para SUBSIS.....	115
<b>Figura 36:</b> Distribución en el campo del sistema de separación submarina Troll Piloto.....	117
<b>Figura 37:</b> Sistema de separación submarina troll piloto.....	118
<b>Figura 38:</b> Planta para el incremento del factor de recobro en estaciones submarinas (SIORS .....	120
<b>Figura 39:</b> Proceso actual de separación en el campo de estudio .....	131
<b>Figura 40:</b> Sistema compacto de separación avanzada.....	132

## LISTA DE TABLAS

Pág.

<b>Tabla 1:</b> Criterio Dimensional .....	26
<b>Tabla 2:</b> Distribución de la aplicación de tecnologías de separación avanzada a nivel mundial según requerimientos ingenieriles del operador .....	32
<b>Tabla 3:</b> Esquema de Estadística de Producción del sistema DOWS .....	65
<b>Tabla 4:</b> Estadística de la litología de la formación de inyección y formación de producción .....	69
<b>Tabla 5:</b> Diseño de condiciones para la prueba.....	86
<b>Tabla 6:</b> Caracterización crudo A1 .....	125
<b>Tabla 7:</b> Características del crudo B1, B2 .....	126
<b>Tabla 8:</b> Caracterización nafta.....	126
<b>Tabla 9:</b> Capacidad de diseño .....	127
<b>Tabla 10:</b> Características del sistema de separación primaria .....	128
<b>Tabla 11:</b> Sistema de separación de crudo-agua en tanques de surgencia ...	130
<b>Tabla 12:</b> Bota de gas y tanque de compensación.....	128
<b>Tabla 13:</b> Datos de las bombas de trasiego AP-7403 A/B/C .....	129
<b>Tabla 14:</b> Sistema separación electrostática .....	130
<b>Tabla 15:</b> Válvula convencional vs PROMIX .....	132
<b>Tabla 16:</b> Tratadores electrostáticos vs Inline Electrocoalescer .....	134
<b>Tabla 17:</b> Bifásicos vs Inline Dewaterer.....	135

## LISTA DE GRAFICAS

	<b>Pág.</b>
<b>Grafico 1:</b> Envolverte de fases.....	28
<b>Grafica 2:</b> Producción Promedio de Aceite y Agua en USA.....	30
<b>Grafica 3:</b> Desempeño Típico de la Tecnología de Separación Avanzada Inline.....	47
<b>Grafica 4:</b> Prueba costa afuera en el campo Gullfaks.....	84
<b>Grafica 5:</b> Prueba de agua removida con una sola línea, prueba a gran escala con entrada en fondo y prueba a gran escala con entrada lateral.....	91
<b>Grafica 6:</b> Pruebas en las velocidades de flujo para una línea y gran escala con entrada lateral y entrada en fondo.....	92
<b>Grafica 7:</b> Prueba gas de tolerancia con flujo constante para una línea y a gran escala con entrada lateral y entrada en fondo.....	93
<b>Grafica 8:</b> Prueba tolerancia de gas con flujo total constante para una línea y a gran escala con entrada lateral.....	95

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo a:</b> Datos sobre las instalaciones Dows.....	140
<b>Anexo b:</b> Datos sobre las instalaciones Dows.....	141
<b>Anexo c:</b> Datos sobre las instalaciones Dows.....	142
<b>Anexo d:</b> Datos sobre las instalaciones Dows.....	143
<b>Anexo e:</b> Datos sobre las instalaciones Dows.....	144

## RESUMEN

**TITULO:** IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE SEPARACION AVANZADA LÍQUIDO – LÍQUIDO Y LIQUIDO – GAS APLICADO A LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS\*.

**AUTOR:** EDGAR ORLANDO RAMIREZ MARTINEZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Separación avanzada, hidrociclones, caídas de presión, tecnologías de separación, procesos submarinos.

### DESCRIPCION:

Actualmente los equipos de separación liquido-líquido y liquido- gas se han hecho tan común que con el paso del tiempo se convirtieron en equipos de separación convencional que incluso algunos se han vuelto obsoletos. Por tal razón en este artículo se pretende mostrar una alternativa existente que además de estudios y pruebas en laboratorio se han ido implementando en facilidades de superficie, en fondo de pozo y procesos submarinos, nuevos equipos de separación. Tales equipos reciben el nombre de tecnologías de separación avanzada pues ofrecen una mayor calidad de las corrientes separadas que son posibles obtener ya que se caracterizan por criterios específicos que en realidad los convencionales no poseen.

Ciertas condiciones se identifican y de igual manera se valorizan para determinar la viabilidad de implementar tecnologías de separación avanzada, desde estudios hasta las mismas tecnologías que se han venido aplicando a nivel mundial, además se mencionan varias tecnologías de separación liquido-líquido y liquido-gas que han desarrollado varias empresas como la ASCOM, FMC TECHNOLOGIES, EPROCESS-TECHNOLOGIES, etc.; tecnologías comercialmente activas con sus respectivos lineamientos para su selección en el caso de ser implementada en algún campo dependiendo de las condiciones valoradas o en el mejor de los casos las indicaciones del operador.

Las tecnologías fueron identificadas para posiblemente ser aplicadas a un campo petrolero en estudio y observar su comportamiento en el marco de mejorar las condiciones del campo y del hidrocarburo.

---

\*Proyecto de grado

\*\*Facultad de Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director LEON PABON John, Codirector WALTEROS Carolina

## ABSTRACT

**TITLE:** IDENTIFICATION AND ASSESSMENT OF THE CONDITIONS FOR THE IMPLEMENTATION OF ADVANCED SEPARATION TECHNOLOGIES FOR LIQUID / LIQUID AND LIQUID / GAS APPLIED TO THE HYDROCARBON INDUSTRY\*

**AUTHOR:** EDGAR ORLANDO RAMIREZ MARTINEZ\*\*

**KEYWORDS:** Advanced Separation, hydro cyclone, pressure drop, separation technologies, processes submarines.

### **DESCRIPTION:**

Currently equipment of liquid-liquid and liquid-gas separation have become so common that over time became conventional separation equipment. For this reason in this article is to show an existing alternative further studies and laboratory tests have been implemented in surface facilities, Downhole and subsea processes, new separation equipment. Such equipment are called advanced separation technologies as they offer a higher quality of the separate streams which are possible to obtain since they are characterized by specific criteria that actually do not possess conventional.

Certain conditions are identified and are valued equally to determine the feasibility of implementing advanced separation technologies, from studios to the same technologies that have been applied worldwide, also mentioned several technologies of liquid-liquid and liquid-gas separation they have developed several businesses like ASCOM, FMC TECHNOLOGIES, EPROCESS-TECHNOLOGIES, etc. commercially active technologies with their respective guidelines for selection in the case be implemented in a field depending on conditions assessed or best of cases indications of the operator.

The technologies were identified to possibly be applied to an oil field under study and even observe their behavior under field conditions improve and hydrocarbon.

---

\*Thesis

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering. School of petroleum engineering. Director LEON PABON John, Codirected WALTEROS Carolina

## INTRODUCCION

En un campo productor de hidrocarburos, ocurre que el petróleo extraído viene asociado a significantes cantidades de agua y gas que se vienen presentando todo el tiempo desde el yacimiento, la tubería en subsuelo, las líneas de flujo, además de las instalaciones de superficie y hasta en la misma fiscalización. Estas cantidades de agua y gas asociadas al petróleo son de vital importancia cuantificarlas ya que para el transporte y la venta de hidrocarburos se deben cumplir ciertas normas estipuladas por el ministerio de minas y energía de Colombia (Mininas). Los análisis PVT ayudan a cuantificar la relación existente entre el petróleo, el agua y gas donde los cambios producidos en la presión, la temperatura y volumen a lo largo de la producción de hidrocarburos, pueden provocar el aumento o disminución de la relación gas líquido (RGL) y relación agua petróleo (RAP).

Al transcurrir el tiempo, los equipos y métodos utilizados para la separación del agua presente en el crudo al igual que el gas asociado a un líquido, han sido cada vez mejores, pasando desde métodos convencionales hasta tecnologías de separación avanzadas, esto debido a que cada día la exigencia de ventas, eficiencias de separación, optimización de equipos de separación y transporte de fluidos de tipo hidrocarburo se hacen más rigurosas y reguladas

En la presente investigación se pretende identificar las condiciones que permiten la implementación de nuevas tecnologías de separación avanzada donde dichas tecnologías se diferencian de las convencionales, las cuales requieren de equipos masivos con el principio de separación gravitacional donde requieren de largos tiempos de retención y bajas velocidades de flujo. En contraposición de tecnologías de separación avanzada donde estas evidencian mayores eficiencias de separación de fluidos tipo líquido- líquido, mejora la robustez de operación en la línea de flujo y facilita una dispersión de las fases líquido – líquido debido a la mejora de las condiciones que permiten la coalescencia.

De darse una apropiada valoración de las condiciones para la implementación de estas tecnologías, el aporte de este trabajo permitiría la consideración de mejores tecnologías de separación a implementarse acorde con el desarrollo propio de un campo petrolero.

## **1. GENERALIDADES DE LA SEPARACIÓN LÍQUIDO-LÍQUIDO Y LIQUIDO-GAS.**

En la industria de los hidrocarburos y especialmente en los campos productores de crudo y gas, el petróleo proveniente de ellos es extraído de manera particular. Dicha recolección de fluidos petrolíferos se da ya sea por flujo natural proveniente del diferencial de presión que se presenta entre el yacimiento y el pozo perforado, el cual irrumpe en las formaciones almacenadoras, o mediante el requerimiento de sistemas de levantamiento artificial como segunda instancia antes de la implementación de métodos de recuperación secundaria o terciaria si así es requerido.

Los fluidos de naturaleza líquida extraídos de las rocas almacenadoras a su vez están asociados a cantidades significativas de agua y gas, que según condiciones de presión, temperatura además de otras condiciones propias del tipo de yacimiento en desarrollo, permiten la presencia de agua libre además de agua emulsionada junto al hidrocarburo en mención, en el caso del gas asociado este puede presentarse como libre o en solución. Es por ello que se requiere el desarrollo de mejores y más eficaces equipos de separación en facilidades de superficie que resulten competentes para lidiar con situaciones de asociaciones de fluidos tipo líquido-líquido y líquido-gas.

Actualmente los análisis PVT, han permitido cuantificar estas cantidades de agua y gas presentes en el petróleo mediante cambios de presión y temperatura desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento que se presentan durante todo el proceso de extracción del fluido alojado en el o las formaciones geológicas almacenadoras. Durante estos cambios de presión y temperatura se produce un aumento de agua y gas en el petróleo denominados RGL (relación gas líquido) y RAP (relación agua petróleo).

## 1.1. TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

Los equipos de separación en la industria de hidrocarburos, tienen como objetivo el separar corrientes multi-fasicas que en la gran mayoría de los casos son mezclas de líquido-líquido y liquido-gas provenientes del pozo productor o conjunto de ellos. El proceso es aplicado en la industria petrolera fundamentalmente para lograr la mayor captación y recuperación de hidrocarburos de naturaleza liquida o condensada.

La importancia de la aplicación de equipos separadores radica en que los pozos producen tanto hidrocarburos líquidos como gaseosos en una sola corriente de flujo, lo anterior se debe, a que existen cambios de presión y temperatura en las líneas de conducción que causan vaporización de los componentes líquidos adjuntos a la corriente entrante, y condensación de los componentes gaseosos donde en ocasiones, el flujo de gas arrastra líquido en cantidades apreciables (*carry over*) hacia los equipos de procesamiento o compresores.

En campos productores donde el gas es quemado y no se tiene el equipo adecuado de separación, una cantidad considerable de aceite liviano es arrastrado por la corriente de gas y también se quema, originando pérdidas económicas de mayor valor comercial en comparación con el gas. <sup>[1]</sup>

En el transporte de gas se debe buscar eliminar la mayor cantidad de líquido para evitar problemas como: corrosión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y disminución en la capacidad de las líneas. <sup>[2]</sup>

---

[1] [2] MIKA. Tienhaara, ASCOM Separation. (2013). Compact Processing Solutions: Inline Gas – liquid separator on the Santos Wortel Field. En: SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference. Aberdeen. UK. SPE. 166572.

### 1.1.1 Tecnologías de separación convencional

Aunque existen muchas variedades de separadores de dos fases, la mayoría de las unidades utilizadas en campos petrolíferos son diseños convencionales, construidos en configuraciones horizontales o verticales.

Los separadores horizontales son más eficientes en tamaño que los tipos verticales, pero tienen una capacidad limitada de oleada y algunas veces no entran fácilmente en las plataformas petrolíferas. Los separadores verticales frecuentemente son especificados para aplicaciones GOR (*Gas Oil Relationship*) por sus siglas en inglés altos o bajos. Ambas configuraciones emplean hardware similar, incluyendo dispositivos como: desviadores de ingreso, extractores de neblina, e interruptores de vórtice. Los estudios realizados por los expertos L.E. Patruno\* y J.M. Marchettie\*\* proveen métodos de cálculo para la velocidad de asentamiento de líquidos, el diámetro de gota, y el tiempo de retención, así como también procedimientos paso-a-paso para la selección de unidades horizontales y verticales, elaboran tablas que simplifican los cálculos y la selección de tamaños de recipientes acordes a las necesidades de separación.

Los fluidos producidos en el cabezal del pozo son mezclas complejas de compuestos de hidrógeno y carbono con densidades y presiones de vapor diferentes, además de otras características. La corriente del pozo experimenta reducciones continuas de presión y temperatura cuando se produce del yacimiento. Los gases se forman de los líquidos, el vapor del agua se condensa, y parte de la corriente del pozo se cambia de líquido a burbujas, neblina y gas libre. El gas lleva gotas líquidas y el líquido lleva burbujas de gas. La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas de la producción, el procesamiento, y el tratamiento de petróleo y gas. <sup>[3]</sup>

Los separadores de petróleo y gas separan los componentes líquidos y de gas que existen en una temperatura y presión específica mecánicamente, para eventualmente procesarlos en productos comerciables. <sup>[4]</sup>

**Figura 1:** Tecnología convencional de separación



Fuentes: Autor. Estación Provincia. Sistemas de Separación Convencional (Scrubber). Sabana de Torres.

---

[\*] [\*\*] L.E. Patruno, J.M Marchetti, SS: High Presssure Gas liquid Separation: Scrubber Separation – droplet Entrainment in High Pressure Gas – Liquid Separation. En: OTC Offshore Technology Conference. Houston. USA. OTC 20440. 2010  
[3] [4] E. Kremleva, R. Fantoft. (2010). Inline Technology – New solution for gas / liquid separation. Society of Petroleum Engineers. (SPE) 136390.

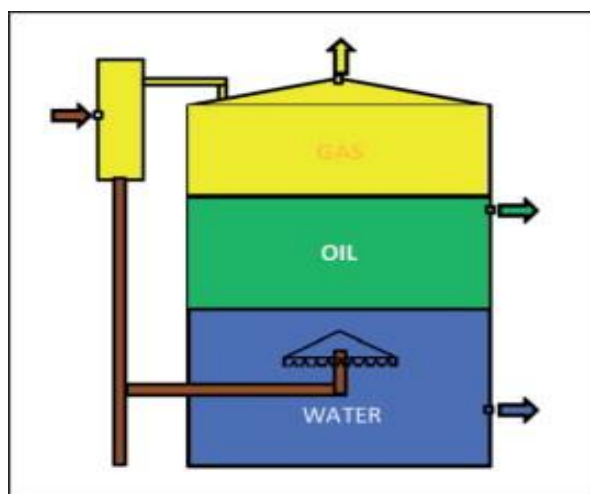
## 1.1.2. Otras tecnologías de separación convencional

Durante la separación por métodos convencionales, los procesos que tienen gran protagonismo en la adecuada obtención de esta son: la separación asistida por gravedad, la coalescencia, flotación y filtración. Estos procesos son característicos de algunos equipos convencionales para la separación líquido - líquido y líquido - gas.

### 1.1.2.1 Gun barrels.

Este equipo es utilizado para el tratamiento de emulsiones directas, donde a su vez posee una pequeña sección de separación de gas. Una vez que el fluido es despojado del gas, fluye hacia el fondo del tanque a través de una tubería que normalmente finaliza en un distribuidor que permite la homogenización del líquido en toda el área transversal del tanque. Este distribuidor se ubica por debajo de la interface crudo-agua, para conseguir que el flujo de la emulsión ocurra a través de la zona de alto corte de agua, la cual tiende a captar las gotas de agua que están suspendidas en el crudo. <sup>[5]</sup>

**Figura 2:** Esquema de Separador agua-aceite tipo Gun barrels



Fuentes: NALCO. Oil Field Chemicals Training Manual. Houston: Capes Collage, 2004.

### 1.1.2.2 Calentadores y tratadores térmicos.

La temperatura tiene un gran efecto sobre la separación de las fases de una corriente. En crudos livianos, la temperatura no es muy atractiva ya que alteraría la composición del hidrocarburo, pero para crudos de baja gravedad API (con gravedades menores a 15) es de gran importancia ya que reduce su viscosidad y por ende aumenta la velocidad de asentamiento de las partículas más pesadas (agua).

La diferencia entre un tratador y un calentador es que, el tratador tiene una entrada de fluido y dos salidas (una para el agua y la otra para el crudo), en cambio, los calentadores no permiten la separación por lo que es necesario llevar el hidrocarburo caliente a otro recipiente que permite separar el agua del crudo. Los calentadores por otra parte son recipientes en los cuales se añade calor a la emulsión, estos pueden ser de tipo directo, cuando el hidrocarburo fluye alrededor de un tubo de fuego\*, o de tipo indirecto, cuando existe otro fluido que le lleva calor hasta la corriente de flujo. [6]

**Figura 3:** Tratador térmico compañía EN-FAB

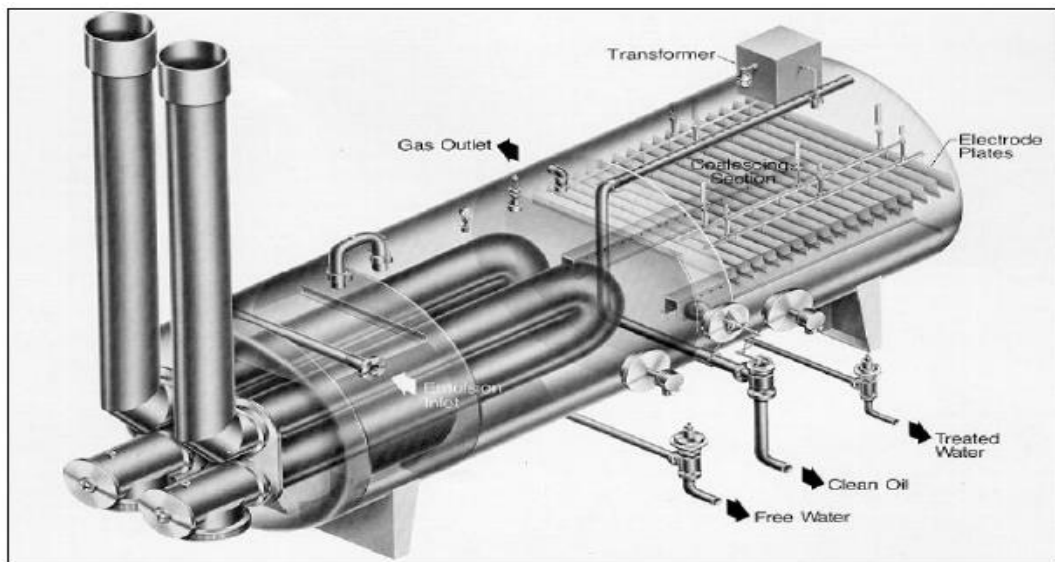


Fuentes: [www.enfabctechnologies.com/en/separationsystems/termictreatment](http://www.enfabctechnologies.com/en/separationsystems/termictreatment).

### 1.1.2.3 Tratadores electrostáticos.

Algunos tratadores térmicos horizontales tienen un aditamento especial, se les ha incluido una rejilla electrostática en la zona de coalescencia con el objeto de favorecer este proceso. La sección electrostática contiene dos o más electrodos que se encuentran suspendidos en el interior del tratador por medio de soportes aislantes. Estos electrodos se encuentran conectados a un sistema eléctrico que les suministra un voltaje elevado, normalmente entre 10000 y 34000 voltios. Este voltaje crea un campo electrostático que actúa sobre las gotas de agua, polarizándolas y favoreciendo su coalescencia. [7]

**Figura 4:** Tratador térmico compañía NALCO



Fuentes: NALCO. Oil Field Chemicals Training Manual. Houston: Capex Collage, 2004.

[\*] Un tubo de fuego es una tubería en cuyo interior se quema un combustible.

[5] [6] [7] MONTES PAEZ, Erik (2010). Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Tesis de Especialización en Producción de Hidrocarburos. UIS.

### **1.1.3. Tecnologías de separación avanzada**

En el panorama de la industria petrolera actual, se es muy común el lidiar con constantes retos a nivel ingenieril que son consecuencia de la planeación, adecuación y desarrollo de proyectos que han sido diseñados para ser afrontados y ejecutados por nuevas generaciones.

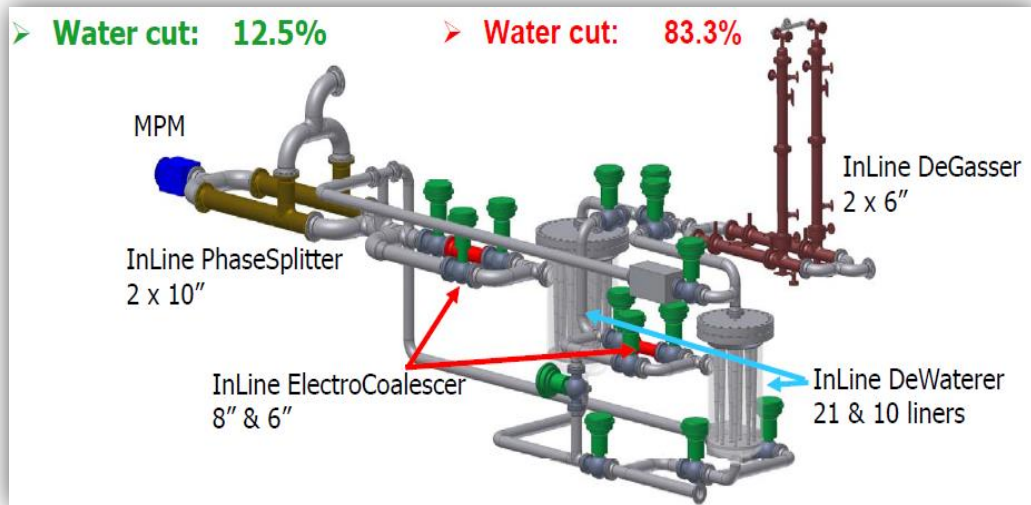
El aporte en innovación y nuevas tecnologías aplicadas, contribuyen a la evolución de la ingeniería para suplir la necesidad de crear nuevas tecnologías, con el fin de desarrollar mejores herramientas, metodologías avanzadas, equipos de separación y nuevos procedimientos, que velan por la obtención de mejores resultados acordes con las necesidades que se requieren solventar.

#### **1.1.3.1 Criterios que definen separación avanzada.**

**Bajo requerimiento espacial o dimensional:** Este primer criterio hace referencia al espacio dispuesto o áreas determinadas para los equipos de separación y sus etapas correspondientes en un campo petrolero en desarrollo, donde dicha disposición espacial es generalmente considerable en los equipos convencionales de separación.

Se conocen como equipos de bajas dimensiones a aquellos que son instalados en las mismas líneas de flujo ya existentes (Tabla No 1). Estos equipos de avanzada dispuestos desde el fondo de pozo a cabeza de pozo, o dispuestos a su vez desde el cabezal de pozo como lugar de ubicación con enlace hacia los tanques de almacenamiento ocupan una menor extensión de área, ya que sus diámetros comprenden en magnitud los mismos que han sido destinados en una línea de flujo con longitudes bajas, donde el bajo peso de estos permiten una más fácil manipulación del equipo en cuanto a su montaje o desmontaje si así es requerido.

**Figura 5:** Tecnología de separación avanzada



Fuentes: HAAS. Erica, FMC Technologies/ CDS Separation Systems. Pushing the Oil recovery factor, how can Ultra compact Separation Solutions help? En: OMC Conference. Ravenna, Italy. March 24<sup>th</sup>. 2011

**Tabla 1:** Criterio Dimensional.

<b>Criterio dimensional</b>	<b>Tecnología convencional</b>	<b>Tecnología avanzada</b>
Dimensión área [m]*	13*3.5 (1 etapa sep.)	14*3*6 (en todo el montaje de la tecnología)
	3*8 (2 etapa sep.)	
	3*12 (3 etapa sep.)	
Peso operacional [T]**	212	10.7

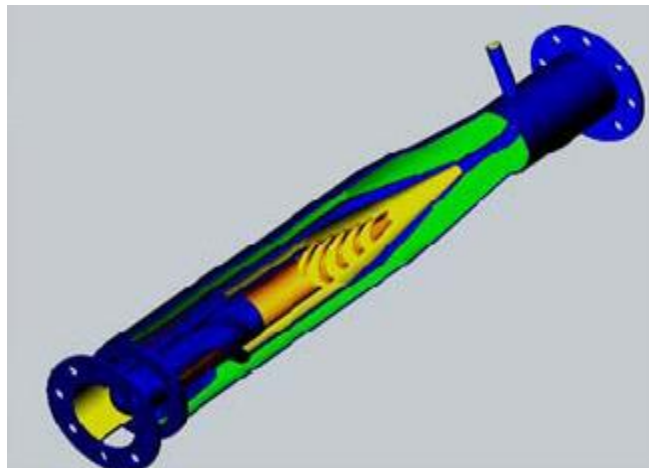
Fuentes: HAAS. Erica, FMC Technologies/ CDS Separation Systems. Pushing the Oil recovery factor, how can Ultra compact Separation Solutions help? En: OMC Conference. Ravenna, Italia. March 24<sup>th</sup>. 2011. Editada por Autor.

[\*] Dimensión de los equipos en longitudes del Sistema Internacional: Metros.

[\*\*] Peso Operacional de los equipos en Toneladas.

**Altas eficiencias de separación de fluidos:** Este segundo criterio, característico de los equipos en mención, realza la importancia de la consideración de los mismos, donde las altas eficiencias operativas (alrededor del 90% al 98 %) hacen que las corrientes de salida del equipo las cuales han sido separadas sean en mayor porcentaje más puras en cuanto al fluido destinado a ser recolectado. Los fluidos separados al final de la etapa correspondiente se obtendrán con bajas fracciones volumétricas de líquido en la corriente de gas, y de igual manera bajas fracciones volumétricas de gas en la corriente de líquido.

**Figura 6:** Equipos de Separación Avanzada de alta Eficiencia.

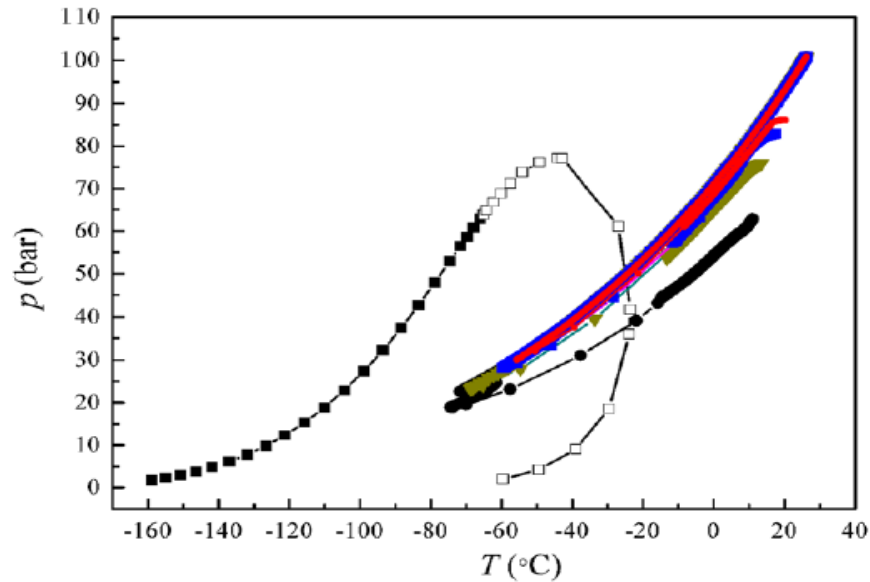


Fuentes: HAAS. Erica, FMC Technologies/ CDS Separation Systems. Pushing the Oil recovery factor, how can Ultra compact Separation Solutions help? En: OMC Conferencie. Ravenna, Italia. March 24<sup>th</sup>. 2011.

**Bajas caídas de presión:** Las bajas caídas de presión tienen gran relación con la alta eficiencia con la que operan los equipos, es decir, estas ayudan a obtener una mejor eficiencia de separación al reducir las caídas de presión. Lo anterior implica la restricción en la liberación de gas de la corriente líquida, o en contraparte, el control en la obtención del líquido de la corriente de gas. Las envolventes de fases de cada tipo de fluido permiten evaluar según los

datos de presión y temperatura si el fluido a tratar puede o no entrar a la zona de dos fases.

**Grafico 1:** Envoltorio de fases



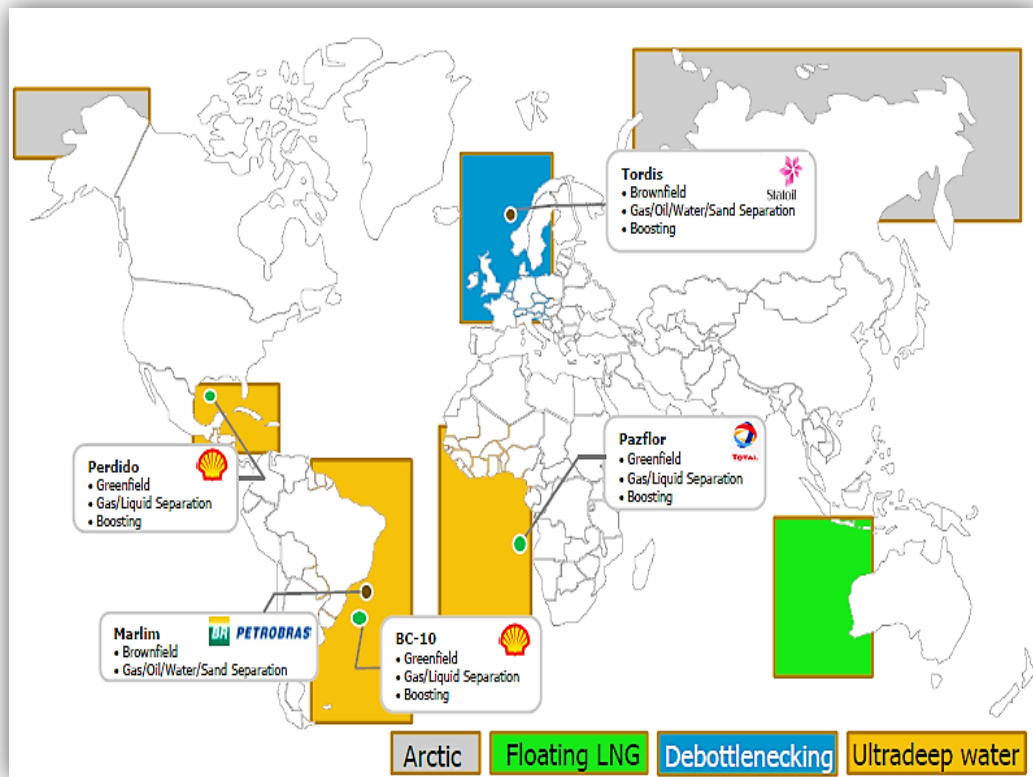
Fuentes: Chuang Wen, China University of Petroleum and CSIRO Mathematics, Effects of operating parameters on flow characteristics of natural gas in supersonic separator OTC 24086 may 2013

**Descongestionamiento de flujo:** Mediante la generación de hidrociclones\* se obtienen menores tiempos de retención del fluido producido a ser separado; el hecho de garantizar menor tiempo de retención permite la operación de estos equipos con altas tasas de producción ayudando a dismantelar los congestionamientos que se puedan presentar debido al aumento de caudal proveniente del pozo. Este criterio se ve reflejado en la magnitud de la velocidad para separar una corriente multi-fasicas de fluido, la cual es mayor o más rápida en comparación con un sistema homólogo de separación convencional. Lo anterior, refleja prontitud en su respectivo almacenamiento u otros procesos que sean necesarios incluir al actual en las facilidades de superficie.

---

[\*] Hidrociclones se producen mediante Altas fuerzas G de separación de fluidos.

**Figura 7:** Equipos de Separación submarina Avanzada a nivel mundial.

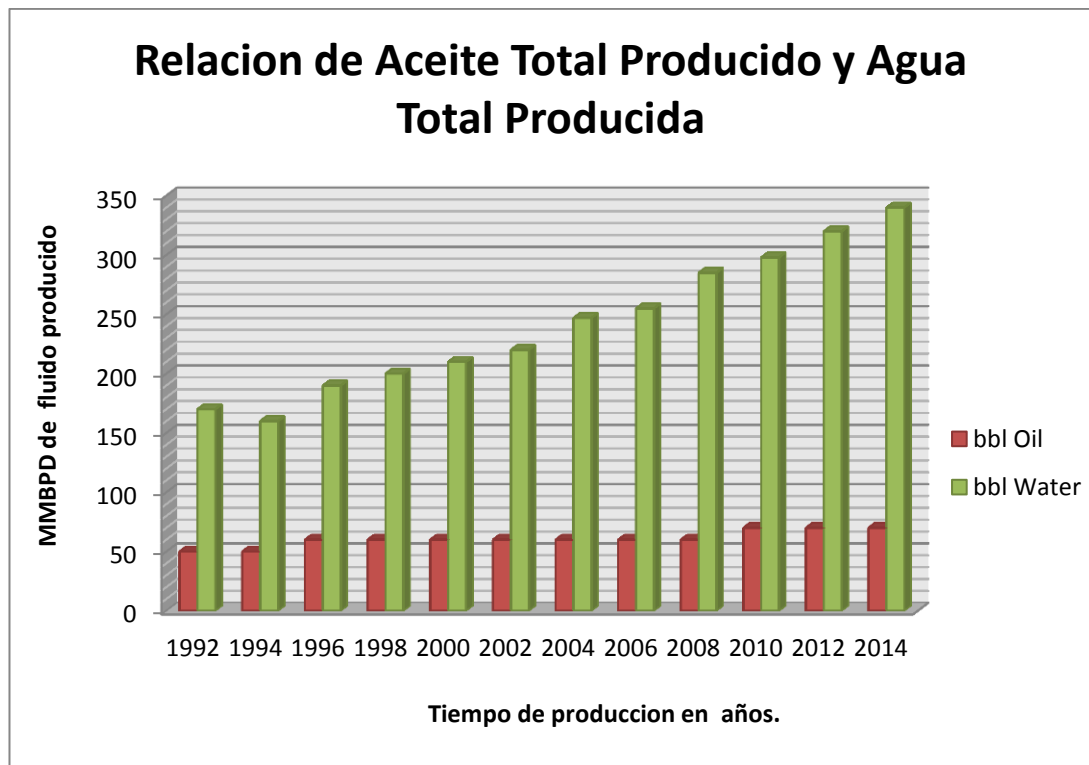


Fuentes: HAAS. Erica, FMC Technologies/ CDS Separation Systems. Pushing the oil recovery factor, how can Ultra compact Separation solutions help? En: OMC Conference. Ravenna, Italia. March 24<sup>th</sup>. 2011. Distribución de tecnologías de separación avanzada a nivel mundial según requerimientos ingenieriles.

**Prevención de daño de otros equipos operativos:** Es de considerable importancia el determinar la composición del hidrocarburo que fluye por las líneas de flujo, como también lo es el conocimiento de la gravedad API del fluido, así como su tipo de condición de corriente de flujo (multi-fásica o monofásica), su relación de gas en líquido (RGL), y su relación de agua/petróleo (WOR). Lo anteriormente mencionado, permite la apropiada ubicación del equipo a implementarse, ya sea corrientes arriba (*upstream*) o corrientes abajo (*downstream*). La correcta ubicación de la tecnología avanzada de separación garantiza la protección de otros equipos como

bombas, válvulas, compresores y demás que se disponen en cierto orden, donde presentarían diversos problemas debido a las características o condiciones que posea el fluido.

**Grafica 2:** Producción Promedio de Aceite y Agua en USA.

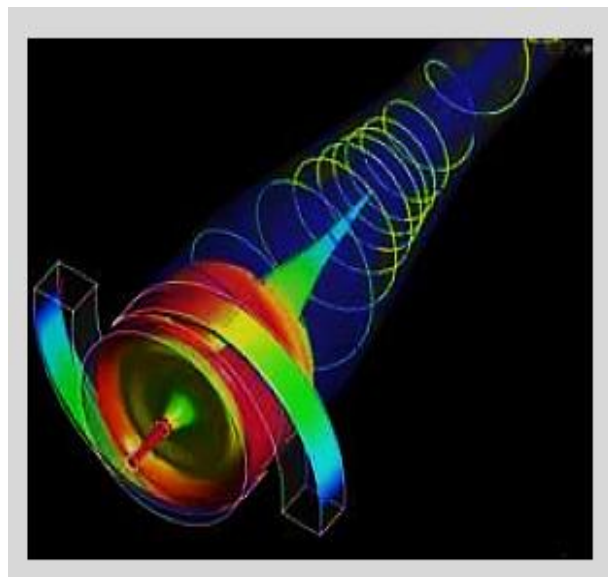


Fuentes: PRESCOTT. N. Clifford. Fluor Offshore Solutions. Subsea Separation and Processing of Oil, Gas & Produced Water, Past, Present and Future. Why We Need it now? USA. January 13<sup>th</sup>. 2014. Editado por Autor.

[\*] MMBPD: Millones de Barriles por día o (Millón Barrels per Day) por sus siglas en ingles.

**Movimiento de hidrociclones por parte del fluido:** En este criterio, la energía que impulsa al fluido a través de los equipos es la que genera los hidrociclones. Dicha energía es la provista por la fuerza que lleva consigo el fluido sobre unidad de área denominada presión. Las fuerzas tangenciales y axiales que experimenta el fluido en la cámara de hidrociclones garantizan el movimiento del mismo. Mediante herramientas computacionales como el diagrama de flujo computacional o *CFD* (Computacional Fluid Dynamics) por sus siglas en inglés, se puede simular el fenómeno que permite evaluar el correcto movimiento del fluido que tiene que presentar durante el paso o tránsito a través del equipo, de lo contrario no se garantiza la gran eficiencia de separación que este llega a evidenciar, lo anterior mencionado repercute en el rediseño el equipo de separación avanzada.

**Figura 8:** Esquema de Movimiento Hidrociclonico de los fluidos. <sup>[1]</sup>



Fuentes: PRESCOTT. N. Clifford. Fluor Offshore Solutions. Subsea Separation and Processing of Oil, Gas & Produced Water, Past, Present and Future. Why We Need it now? USA. January 13<sup>th</sup>. 2014.

[1] Esquema de Movimiento Hidrociclonico de los fluidos hidrocarburos en CFD.

**Aplicabilidad a hidrocarburos de baja gravedad API:** La aplicación de tecnologías de separación avanzada en distintas partes del mundo (Tabla No 2) evidencian que no solo son aplicables a hidrocarburos de alta gravedad API, sino que también, han recibido gran aceptación en una forma más compleja de producción de hidrocarburos, como lo son los de tipo pesado, y en ambientes de difícil acceso como lo son las aguas profundas.

**Tabla 2:** Distribución de la aplicación de tecnologías de separación avanzada a nivel mundial según requerimientos ingenieriles del operador

operador / año	campo	tecnología usada	tipo de tecnología	proveedor tecnología	profundidad del agua
Statoil 2001	Troll C	Horizontal SUBSIS	Separator	GE/Framo	1116
Petrobras 2001	Marimba	VASPS	Separator y ESP	Saipem	1265
Statoil 2007	Tordis	Horizontal SUBSIS	Separator	FMC/CDS	689
Shell 2009	BC-10	Caisson	Separator y ESP	FMC/CDS	6562
Shell 2010	Perdido	Caisson	Separator y ESP	FMC/CDS	9600
Petrobras 2011	Marlín	Inline	Separator	FMC	2881
total 2011	Pazflor	Vertical Separator	Separator	FMC/CDS	2625
Petrobras 2012	Congro	VASPS	Separator y ESP	FMC	
Petrobras 2012	Malhado	VASPS	Separator y ESP	FMC	
Petrobras 2012	Corvina	VASPS	Separator y ESP	FMC	
Petrobras TBA	Canapu	Inline Supersonic	Separator	FMC Twister	5579

Fuentes: PRESCOTT. N. Clifford. Fluor Offshore Solutions. Subsea Separation and Processing of Oil, Gas & Produced Water, Past, Present and Future. Why We Need it now? USA. January 13<sup>th</sup>. 2014. Editado por Autor.

[\*] VASPS sistema de bombeo y separación vertical en fondo (*Vertical Annular Separation and Pumping System*) por sus siglas en inglés.

[\*\*] FMC Twister – Tecnología de Separación en base a velocidades supersónicas de la corriente de fluido entrante.

**Calidad de las corrientes separadas:** Debido a la alta eficiencia que experimentan los equipos de separación avanzada y en consecuencia, la presencia de bajas caídas de presión que es parte fundamental en el proceso de separación, se obtienen corrientes más puras de gas y líquido separado respectivamente. La calidad de estas corrientes radica en el acertado dictamen de los rangos de presión y temperatura predeterminados donde la corriente separada aún sigue siendo pura o se considera como tal la sobrestimación o la subestimación de este rango de presión y temperatura ajustado, en consecuencia conlleva a mayores fracciones de líquido a la salida de la corriente de gas y fracciones de gas a la salida de la corriente de líquido.

**Reducción de necesidades de mantenimiento:** Este último criterio es consecuencia directa del primero, ya que debido a su reducida dimensión y disposición de área en comparación con las tecnologías convencionales de separación, se destaca su versatilidad y la no presencia de partes móviles donde los costos de mantenimiento y limpieza son prácticos y reducidos.

### **1.1.3.2 Definición de separación avanzada**

Se define como separación avanzada a toda técnica, metodología y tecnología de separación de fluidos multi-fásicos de tipo hidrocarburo capaces de ser implementadas en campos productivos, con la finalidad de presenciar bajas caídas de presión al interior de los equipos, logrando así altas eficiencias de separación. Lo anterior se logra mediante la generación de hidrociclones, o vórtices producidos por las fuerzas G que a su vez son dadas por las grandes velocidades que adquiere el fluido en el interior de los equipos de separación avanzada, donde las fases de la corriente de hidrocarburo son captadas de una manera más pura que la provista por la separación convencional posible.

### **1.1.3.3. Separación avanzada líquido-líquido**

Los separadores tipo líquido-líquido son ciclónicos, tiene un tamaño reducido y se pueden utilizar en cualquier lugar del sistema donde se requiera la separación líquido-líquido minuciosa. El equipo es muy compacto y ligero en comparación con los separadores por gravedad convencionales.

La separación de aceite y agua se puede lograr de manera más eficiente mediante el uso de las tecnologías Inline Desliquidiser además de Inline De wáter o separación líquida en línea de aceite y de agua. Estas tecnologías son aplicables gracias a la implementación de flujos ciclónicos que separan con mayor eficiencia los fluidos entrantes en comparación a los separadores convencionales por gravedad.

#### **1.1.3.3.1 Inline Dewaterer.**

La tecnología Inline Dewaterer es una unidad compacta para la separación ciclónica de aceite y agua. Este dispositivo combina una alta eficacia con una baja caída de presión en un diseño compacto. El área de aplicación principal de la tecnología es en descongestionamiento que se presenta en las tuberías de conducción del fluido. Un gran número de yacimientos petrolíferos experimentan limitaciones de capacidad debido a la insatisfactoria separación de agua y aceite a medida que avanza el aumento de la producción de agua. El Inline Dewaterer ofrece una manera muy rentable de reequipamiento en tales procesos donde la tecnología también se puede aplicar para las nuevas aplicaciones en construcción, en los que el operador quiere ahorrar espacio y peso de los módulos de procesamiento mediante el uso de la tecnología de separación de aceite-agua compacta.

La tecnología también es desarrollada para sistemas de separación en plataformas costa afuera en ambientes submarinos donde la unidad está actualmente calificada para aplicaciones en las que el flujo de entrada de agua

es continua; típicamente para la concentración de agua mayor al 50 % los parámetros de operación de la tecnología también permite la separación de mezclas de aceite continuo que están actualmente en estudio <sup>[2]</sup>.

El Inline Dewaterer es un ciclón de flujo axial que utiliza un elemento de remolino como diseño especial para convertir la presión del fluido en fuerzas axiales y tangenciales generando un vórtice. El método innovador de generación de vórtices conduce a un perfil de flujo estable en el ciclón perdiendo la separación con alta eficiencia y baja caída de presión en un núcleo\* de mezcla de aceite y agua. El aceite separado se elimina a través de una abertura de rechazo o desbordamiento, el agua limpia sale del ciclón a través de una salida de agua. La unidad puede ser especialmente diseñada para diversas situaciones, que cubre aplicaciones con diversos contenidos de agua en aceite, así como para diversas concentraciones del gas a la entrada.

### **Características y beneficios.**

- La tecnología Inline Dewaterer ha sido probada con diferentes tipos de crudos, incluyendo crudos pesados con gravedades API de 15 a 20.
- El Dewaterer logra la separación de aceite y agua en un volumen sustancialmente menor que un separador de gravedad convencional. Esto se consigue debido a las altas fuerzas G causadas por el flujo del vórtice. Las altas fuerzas G también permiten la separación de mezclas y emulsiones que no se rompen en los separadores convencionales por gravedad.

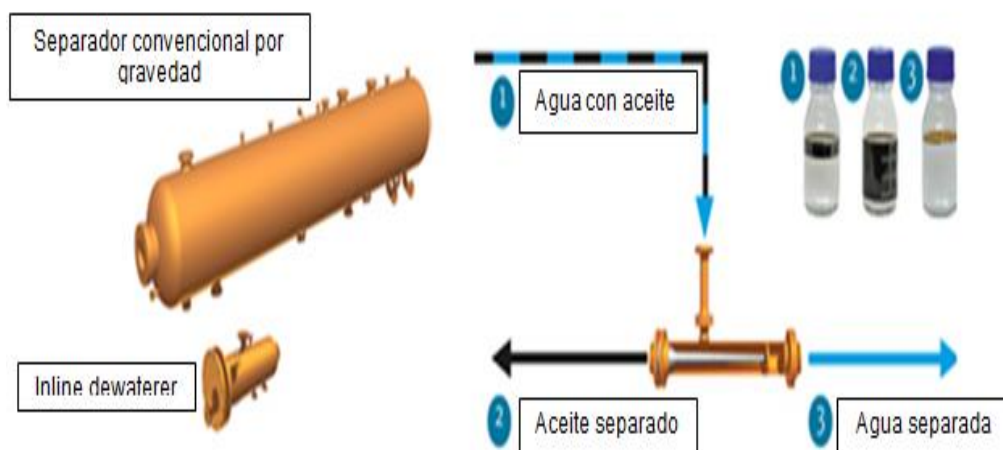
---

[\*] Un núcleo está compuesto por gotas de aceite que se desplazan al centro del separador dejando en la parte exterior el agua

[2] A.J.W.H. Vissers, V. van Asperen, (2012). Performance of Inline separation technology in unlocking restricted / shut down wet gas wells. SPE. 15280.

- Cada sistema está diseñado de acuerdo a las especificaciones del cliente (envolvente de operación, presión, temperatura, materiales de construcción, etc.) Los especialistas trabajan en estrecha colaboración con los operadores en la solución para cada aplicación en particular.
- El contenido de aceite a la entrada del separador puede ser del 1% hasta el 50% y el sistema puede adaptarse a las fluctuaciones que se puedan presentar en el flujo. La unidad puede aceptar una fracción de gas de hasta un 30% en la entrada sin degradación significativa del rendimiento.
- La unidad, que no tiene partes móviles minimizar la necesidad de mantenimiento y limpieza. Las aberturas existentes son grandes para reducir el riesgo de obstrucción. Las velocidades son relativamente bajas de tal manera que el desgaste de la unidad no afecta la vida útil de la unidad.

**Figura 9:** Esquema de comparación de equipos de separación convencional y Dewaterer y convencional



Fuentes: SPE. 136390 Paper, Inline Technology Nueva Solución para separación - Representación esquemática de la Tecnología de Separación Inline De wáter.

### **1.1.3.3.2 Inline Desliquidiser.**

Mediante el uso de altas fuerzas G causadas por un flujo ciclónico, el Inline Desliquidiser separa líquido de una corriente entrante de gas. Normalmente se aplica para las fracciones de volumen de gas de entrada entre 90% a 99,5%, pero también es aplicable para mayores fracciones líquidas de admisión, teniendo en cuenta las consideraciones de diseño especiales para el manejo de líquidos.

Para lograr una apropiada separación de la corriente entrante, se incluye una sección de separación principal, donde el líquido se extrae del gas para producir una corriente de salida única. El líquido se maneja de una sección de salida de líquido para producir también una corriente de líquido monofásico de alta calidad. Por lo tanto la unidad es completamente capaz de producir dos corrientes individuales a la salida.

Es atractivo, tanto para los procesos de nueva construcción como para la descongestión y modernización de las plantas de separación existentes, además de optimizar su rendimiento.<sup>[3]</sup> El Inline Desliquidiser se puede fabricar de cualquier material utilizado en aplicaciones de la industria, tanto en plataforma continental como en ambientes de alta mar, donde sobresale también su adecuación para la instalación submarina. El prever la arena asociada a la corriente de entrada del separador y erosión que esta trae consigo, se puede prevenir mediante la aplicación de un recubrimiento tal como carburo de tungsteno. El Inline Desliquidiser tiene un plazo de entrega significativamente más corto que un recipiente de separación convencional y el costo de instalación y el tiempo de inactividad se reduce al mínimo.

## Características y beneficios.

- Ofrece una manera ultra compacta para lograr la separación de líquido de una corriente de gas y se instala fácilmente en instalaciones existentes, así como en el diseño de nuevos procesos de construcción más compacta.
- La capacidad total se determina por el número de ciclones en un tubo interno\* en operación. Para caudales muy cambiantes, varias unidades Inline Desliquidiser se pueden instalar en paralelo y traer en funcionamiento cuando sea necesario para garantizar que siempre operen cerca de la máxima eficiencia. Dependiendo del contenido de aceite en la entrada y la eficiencia de separación requerida, un diseño de una sola etapa o de dos etapas se puede requerir.

I **Figura 10:** Tecnología de separación Inline Desliquidiser. [3]



Fuentes:[www.fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineDequidiser.aspx](http://www.fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineDequidiser.aspx)

[3] CHUANG. Wen, XUEWEN. Cao, Effects of operating parameters on flows characteristics of natural gas in supersonic separators. OTC 24086. 2013.

[\*] tubo interno es una disposición al interior de la tecnología que genera el movimiento de hidrociclones

### 1.1.3.3.3 Inline Electrocoalescer.

Incluso antes de su comercialización, la tecnología Inline Electrocoalescer ha recibido una respuesta positiva por parte de la industria petrolera. El diseño realmente aplica una idea Inline ultra-compacta que se instala en una brida estándar, la cual posteriormente es polarizada mediante la aplicación de un campo eléctrico generado gracias al empleo de cables conductores de corriente eléctrica continua, y es considerablemente más económico que otras soluciones alternativas tales como lo son las soluciones químicas o mediante el empleo de aparatos de generación eléctrica estándar.

**Figura 11:** Tecnología de separación Inline Electrocoalescer.



Fuentes: [fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineElectroCoalescer.aspx](http://fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineElectroCoalescer.aspx)

### **Campos típicos de aplicación. <sup>[4]</sup>**

- Localización aguas arriba (*upstream*) de los separadores por gravedad en un tren de crudo ligero convencional, donde el fluido procura alcanzar las especificaciones para la exportación de aceite.
- Su aplicación en cualquier proceso de separación de petróleo convencional o pesados, ya que aumenta la descarga de agua de la primera y segunda etapa de separación, lo que reduce el OPEX para la última fase del intercambiador de calor y proporciona las condiciones adecuadas de entrada (menos de 20% de agua) para el sistema de tratamiento de aceite.
- Para las operaciones del tratamiento de emulsiones de aceite continuo es ubicado en este orden: Inline Electro Coalescedor y una bomba instalada luego de la tecnología de avanzada. Se considera en cuanto a la selección de materiales de aislamiento, la penetración de alta tensión y la generación de energía que definen el rendimiento de una coalescencia electrostática

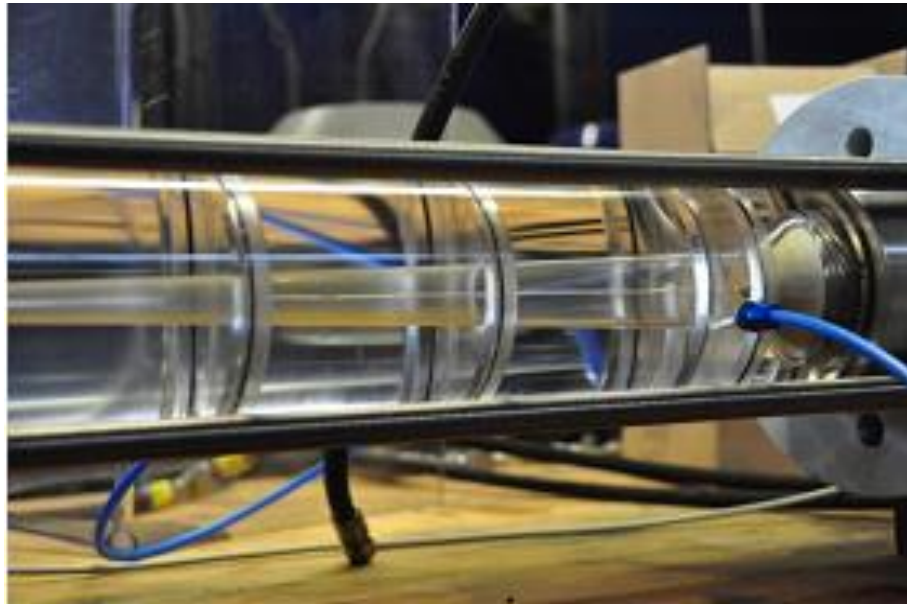
#### **1.1.3.3.4 Inline Hydrocyclone.**

En comparación con las soluciones convencionales de este tipo de separador, el hidrociclón de flujo axial patentado, está probado para permitir una alta eficiencia de separación y baja caída de presión. Es una herramienta ideal para la separación de aceite del agua a niveles bajos. El *Inline Hydrocyclone* se ajusta fácilmente en un sistema de tratamiento de agua de producción de alto rendimiento, además de ser una parte integral de un sistema de separación Inline compacto.

---

[4] [www.fmctechnologies.com/en/SeparationSystems/Technologies/InLineElectroCoalescer.aspx](http://www.fmctechnologies.com/en/SeparationSystems/Technologies/InLineElectroCoalescer.aspx). Características del Inline Electrocoalescer – Productos Inline de la compañía FMC Technologies

**.Figura 12:** Tecnología de separación Inline Hydrocyclone



Fuentes: [fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineHydroCyclone.aspx](http://fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineHydroCyclone.aspx)

El Inline Hydrocyclone se ha diseñado para ser instalado para una amplia gama de aplicaciones que representan un reto para la industria y en especial para la empresa proveedora. Esto incluye ser la respuesta seleccionada para la solución de tratamiento de agua producida de un sistema de separación submarina de Petrobras (Marlín) <sup>[5]</sup>. Durante el programa de calificación para este campo que cumplió con todos los requisitos de exigencias para una aplicación submarina, con respecto al rendimiento y robustez requerida se desarrollaron pautas de diseño y soluciones que permitieron concluir el fracaso a largo plazo de la tecnología ya que el libre funcionamiento de los hidrociclones no fue el esperado durante la ejecución de estas pruebas.

---

[5] CHUANG. Wen, XUEWEN. Cao, Effects of operating parameters on flows characteristics of natural gas in supersonic separators. OTC 24086. 2013

De lo anterior, se puede apreciar la validez que tiene el conocer detenidamente los tipos de avances existentes presentes en la industria, para tener en cuenta lo acontecido en cada situación, donde, en la experiencia de ese caso y debido a los insatisfactorios resultados obtenidos, se logra una indagación inicial para luego considerar cualquier proyecto futuro en el que se requiera aplicar los hidrociclones como tecnología avanzada de separación.

#### **1.1.3.4. Separación avanzada liquido-gas**

La separación líquido-gas tipo Inline es la tecnología de separación en línea pionera en la separación avanzada. Se ha instalado en un gran número de sistemas de producción ya que la primera unidad se puso en funcionamiento en 2003. Fue desarrollada inicialmente para el descongestionamiento de las plantas de procesamiento en las que era difícil de resolver desafíos específicos de funcionamiento de las tecnologías convencionales.<sup>[6]</sup>

##### **1.1.3.4.1 Inline Degasser.**

Esta tecnología conocida como Inline Degasser se aplica normalmente para la separación de gas a partir de una corriente multifase dominante de líquido. El Inline Degasser o Separador de gas en línea, consta de un segmento de tubería que en primer lugar asegura la extracción del gas de una corriente líquida para producir un único flujo en fase líquida a la salida del separador. En segundo lugar, se asegura del apropiado lavado del gas separado de tal manera que una corriente de gas de una sola fase de alta calidad también escapa de la unidad, por tanto, es una herramienta de separación muy compacta creada para producir tanto alta calidad de gas como corrientes monofásicas líquidas.

---

[6] E. Kremleva, R. Fantoft. (2010). Inline Technology – New solution for gas / liquid separation. Society of Petroleum Engineers. (SPE) 136390

El Inline Degasser puede ser utilizado en todo tipo de aplicaciones en las que el operador requiere el tener una separación compacta del gas proveniente de una corriente multifase dominante de líquido. Para lograr la separación líquido-gas en una instalación de procesamiento corriente arriba, se instala directamente este equipo ya sea de una o dos etapas (si así es requerido) en un corriente proveniente de pozo. El Inline Degasser también se ha logrado instalar para el gas separado proveniente de una corriente de agua como parte del paquete de manejo de agua producida.

**Figura 13:** Equipo de separación Avanzada Inline Degasser.



Fuente: [www.fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineDegasser.aspx](http://www.fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineDegasser.aspx)

## **Características y beneficios.**

- Ofrece un método ultra-compacto para lograr la separación de fases de un flujo multi-fásico dominante de líquido y se adapta fácilmente a instalaciones existentes, así como en el diseño de nuevos procesos de construcción en sistema compacto de facilidades de superficie.
- El diseño se realiza de acuerdo con el código de tuberías. En comparación con las soluciones de los separadores convencionales, esto permite que un sistema total mucho más compacto requiera menos equipo adicional para el sistema y el proceso.
- La instalación se puede conseguir fácilmente en los procesos existentes para permitir descongestión y el aumento de las tasas de producción.
- Puede ser diseñado con aberturas estrechas y es por lo tanto implacable con respecto a cualquier obstrucción potencial. Así mismo, no hay elementos que pueden fallar debido a la erosión o desgaste de las piezas.
- La tecnología tiene la capacidad de producir de forma simultánea tanto gas de alta calidad en una fase como corrientes líquidas en la salida del separador.
- El diseño permite la separación del 95% al 99,5% del líquido en la corriente de gas de entrada. La corriente de gas de salida puede construirse para un muy bajo contenido de líquido en gas que es de una calidad similar a los depuradores de gas convencionales.

#### 1.1.3.4.2 Inline Demister.

La tecnología de extracción de neblina en línea o Inline De Míster de desempañado de gas compacto altamente eficiente, está diseñada para eliminar las pequeñas gotitas de la corriente de gas y producir una fase gaseosa que puede entrar en los equipos y posteriormente ser llevado a procesos de tratamiento de gas sensible. La unidad en línea consta de CDS Spiraflow<sup>TM</sup>\* dispuestos en un haz dentro de un carrete de tubería para lograr un rendimiento de separación de desempañado similar a un lavador convencional, pero de una manera mucho más compacta.

La tecnología se puede utilizar en cualquier aplicación donde se requiera una corriente de muy alta calidad del gas, por ejemplo, para procesos de compresión y de tratamiento de gas que entra a un sistema de tratamiento. Las aplicaciones típicas de la tecnología pueden ser:

- Una instalación de un Inline Demister en combinación con otras tecnologías en línea, aguas abajo (downstream), como un Inline PhaseSplitter para producir una corriente de gas muy limpio a la entrada del equipo De Míster.
- La instalación Inline del separador de partículas aguas abajo (downstream) y un depurador existente que experimentan alta arrastre de gotas de líquido por parte de la corriente de gas. Es necesaria, pero siempre y cuando el desempañado sea bueno de una corriente líquida bajo la producción de gas, entonces un gran depurador no es necesario

---

[\*] CDS Spiraflow<sup>TM</sup>: Dispositivos de Tecnología de separación de neblina en línea patentada por CDS Separation System.

**Figura 14:** Esquema de Tecnología de separación InLine De Míster

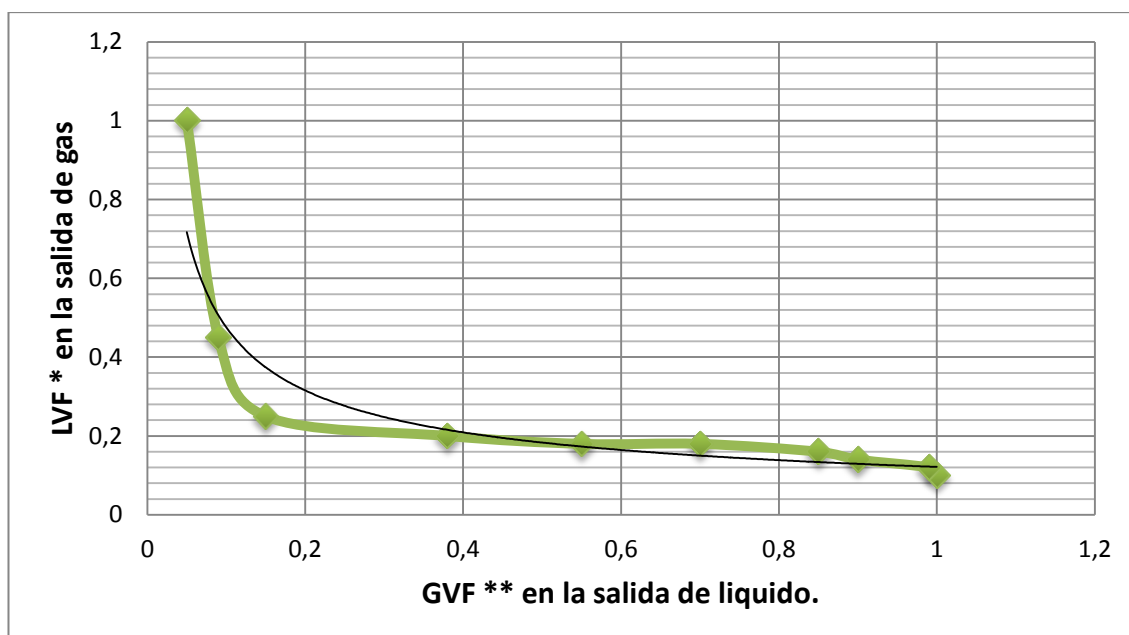


Fuente: [www.fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineDeMister.aspx](http://www.fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLineDeMister.aspx)

#### **1.1.3.4.3 InLine PhaseSplitter.**

El InLine PhaseSplitter se aplica mayormente para la separación de gas y líquido en las fracciones de volumen de gas de entrada que típicamente van desde alrededor de 10% al 90%. La separación se lleva a cabo en una única etapa de ciclón donde un elemento de turbulencia genera un flujo ciclónico que genera las fuerzas G necesarios para establecer un núcleo de gas en el centro y una película líquida cerca de la pared del tubo. Luego el gas se extrae desde el centro y el líquido se obtiene en la superficie de la película anular. El InLine PhaseSplitter es una unidad en línea donde la separación se lleva a cabo en un carrete de tubería.

**Grafica 3:** Desempeño Típico de la Tecnología de Separación Avanzada Inline



Fuentes: R. Fantoft, Revolutionizing offshore production by Inline separator technology. SPE Annual technical conference and Exhibition held. Florence. Italy. SPE 135492.2010. Editado por Autor.

La separación minuciosa líquido-gas de una corriente multi-fásica asegura la producción de corrientes de fase única de un bajo contenido relativo de la otra fase. Por lo general, hay entre un 1% a 5% de fracciones de volumen de gas en la corriente de líquido de salida, y valores entre 1% a 5% fracción de volumen de líquido en la corriente de gas de salida (Grafica 3). La aplicación más útil es la división del gas y líquido para dirigir el flujo de dos productos para diferentes separadores localizados aguas abajo (downstream) y llevarlos posteriormente a oleoductos o plantas de procesamiento.

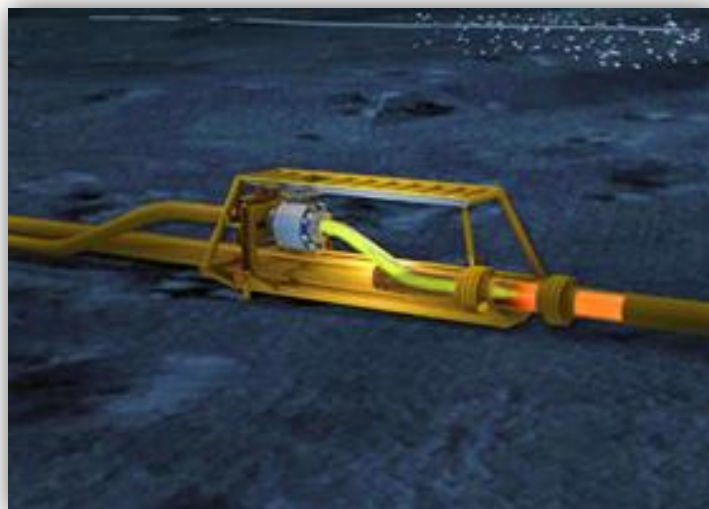
[\*] LVF: Fracción de Volumen de Líquido presente en la corriente de gas.

[\*\*] GVL: Fracción de Volumen de Gas presente en la corriente de líquido.

El aseguramiento de flujo de una corriente de gas garantiza la separación del líquido del gas a un bajo contenido de líquido en gas, mientras que el líquido separado se envía a un separador de aguas abajo que puede aceptar algo de gas en el líquido (menos de 5%). Un ejemplo de tal aplicación es la instalación del Inline PhaseSplitter aguas arriba (upstream) de un separador de tres fases existentes, donde la extracción de la mayoría del gas upstream del separador produce una buena calidad del gas, lo cual permitirá una mayor capacidad del separador de aguas abajo (downstream). Se opera como una unidad de mayor separación, para lograr simultáneamente una baja concentración de líquido en gas y gas en líquido en las corrientes de salida.

La mayor eficiencia se puede lograr por una de las fases si una menor eficiencia puede ser aceptada para el otro, donde el Inline PhaseSplitter puede ser modificado según sea requerido para funcionar como un descalificador en línea o como un Inline Desliquidiser; lo anterior se logra añadiendo la presencia de una segunda etapa de separación para asegurar flujos de líquido y gas de manera simultánea logrando así un proceso de separación de alta calidad.

**Figura 15:** Esquema de Tecnología de separación Inline PhaseSplitter.



Fuentes: [fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLinePhaseSplitter.aspx](https://fmctechnologies.com/en/separationsystems/InLinetechnologies/InLinePhaseSplitter.aspx) 1.1.3.5 Diagrama de flujo computacional (CFD).

### 1.1.3.5 Diagrama de flujo computacional (CFD)

**¿Cómo funciona?:** La distribución de flujo es un factor crítico en todos los procesos de separación, ya sean de gas / líquido, líquido / líquido o gas / líquido / líquido. Para analizar y optimizar el rendimiento de un sistema, la distribución del flujo necesita ser conocida, el reto es que estos procesos de separación se llevan a cabo a presiones elevadas y en un entorno muy agresivo, por lo que la situación real no puede ser observada directamente. Con CFD (diagrama de flujo computacional) el sistema puede ser modelado y la información necesaria es visualizada. CFD es una herramienta muy potente, flexible y rentable que se puede utilizar para reemplazar, pruebas que requieren mucho tiempo que a su vez son costosas.

Los modelos computacionales son revisados fácilmente, sin la necesidad de la ingeniería de hardware o la necesidad de modificaciones extensas. Además, CFD ofrece un punto de vista que pueda necesitar del proceso de separación y las propiedades físicas de la construcción. Esto proporciona información detallada sobre el proceso en cualquier ubicación en el sistema, lo que sería difícil de obtener en una prueba o entorno operativo. Comparaciones cualitativas de la realización de diferentes diseños a continuación, se pueden hacer para identificar la solución óptima.

Dado que se trata de modelos virtuales, sin manipulación de materiales es involucrado en esta fase del proceso de diseño..... Incluso diseños de sistemas altamente complejos se pueden explorar sin necesidad Del uso de herramientas físicas. Una vez que un diseño se ha optimizado en términos de CFD, el modelo puede ser verificado en laboratorio con nuestra amplia gama y en las capacidades de prueba en el sitio si es necesario.

**Beneficios:**

- Método rápido de bajo costo para determinar la causa de los problemas del rendimiento relacionados con la separación.
- Permite un funcionamiento técnicamente justificado comparado entre las diferentes alternativas de diseño.
- Quick de bajo costo de evaluación detallada de los diseños de separación.
- Funcionamiento sin problemas.

**Aplicaciones:**

- Solución de problemas para la determinación de la causa del mal rendimiento de los equipos de separación.
- La optimización del diseño reduciendo así el tamaño y el peso de equipos de separación.
- La optimización del diseño para el aumento de la capacidad de los separadores existentes de proponer y revisar un diseño de adaptación.
- La optimización del diseño para el aumento de la eficiencia de los separadores existentes.
- La optimización del diseño para las unidades FPSO, incluyendo el movimiento mitigación

## **2. CONDICIONES PARA IMPLEMENTAR TECNOLOGIAS DE SEPARACION AVANZADA**

Las condiciones a identificar en primera instancia y posteriormente a valorar, permitirán determinar la factibilidad en la implementación de tecnologías de separación avanzada, a su vez, facilitara la toma de decisiones en cuanto a la necesidad de reemplazar las tecnologías de separación convencional o de complementarlas como sistema de optimización de las tecnologías existentes de un campo petrolero en desarrollo.

Condiciones como financieras, operativas, dimensionales, posicionales o de ubicación de los equipos de separación avanzada, y las condiciones propias de la corriente de fluido a ser separada. Todas están relacionadas en pro de la mejora de la efectividad de separación, por ello es importante el identificarlas con el fin de conocer que tan significantes son al momento de tomar decisiones ingenieriles.

### **2.1 CONDICIONES FINANCIERAS**

En el desarrollo de cualquier proyecto de ingeniería en la industria de hidrocarburos, es de primordial importancia determinar si la inversión a dicho proyecto o *play* puede dejar una rentabilidad significativa con equipos convencionales, antes de considerar soluciones que requieran una logística posiblemente más compleja comparada con el escenario actual que el play posee. El implementar o aplicar por completo estas tecnologías de separación avanzada implica que la rentabilidad debe ser igual o superior de la que actualmente los equipos convencionales ofrecen, o de lo contrario no tendría validez.

Las tecnologías de separación avanzada ofrecen muchas características favorables en términos financieros, ya que existen varias compañías como: *FMC Technologies, ASCOM Technologies, CDS Separation Systems, General*

*Electric, Saipem* entre otras, que ofrecen variedad de servicios tecnológicos de separación avanzada, donde especifican que los costos de mantenimiento, transporte y monitoreo de estas tecnologías son relativamente bajos comparados con las tecnologías convencionales.

## **2.2 CONDICIONES OPERATIVAS**

Las tecnologías de separación avanzada que han sido aplicadas a nivel mundial han dejado como resultado sobresaliente la alta eficiencia de estos equipos, con porcentajes de 90% a 98% según el dispositivo empleado. Los resultados de dichas eficiencias en primer lugar, se han logrado mediante el uso del principio físico de separación en base a la generación de flujos en forma de ciclones que entregan los dispositivos. En segundo lugar, también debido al manejo de caudales superiores en comparación a los equipos convencionales, lo que permite el descongestionamiento de trenes de flujo.

El manejo de bajas caídas de presión, que son influyentes en la relación gas-líquido y líquido - líquido, permiten obtener flujos homogéneos a las salidas del equipo de separación, ello mejora la robustez operacional debido al hecho de manejar caudales con flujo laminar, permitiendo separar diámetros de gotas aún más pequeños que los separados por tecnologías convencionales.

Las condiciones operativas son de naturaleza ajustable, donde las variables de presión, temperatura y caudal a la entrada del equipo de separación pueden clasificarse dentro de estas. Algunas otras condiciones operativas son:

- Segunda Etapa de Separación.
- Sistema de Control Requerido.
- Estrategia de Control.
- Tolerancia de Incrustaciones.
- Capacidad de Manejo de Slug.

### **2.3 CONDICIONES DIMENSIONALES**

Los equipos convencionales requieren grandes áreas dimensionales para ser instalados en las facilidades inclusive con modificaciones verticales u otros tipos de separadores anexos. Las tecnologías de avanzada son equipos que se instalan en las mismas líneas de flujo por lo cual sus diámetros comprenden sus mismas medidas en pulgadas, donde la longitud de los equipos han sido bien adaptadas también a la extensión propia de las tuberías conductoras, ya que algunos equipos no poseen partes móviles por lo cual es aplicable a tecnologías existentes en los campos con el fin de ahorrar espacio y peso de los módulos de procesamiento de la corriente de flujo.

No obstante, las instalaciones tanto *onshore* como *offshore* han aceptado la implementación de los equipos de avanzada de manera paulatina, donde en las plataformas costa afuera u offshore se hacen necesarias e indispensables debido al poco espacio que se maneja en esas áreas de trabajo ingenieril, y por otro lado ayuda a mejorar el transporte hacia instalaciones terrestres previniendo la corrosión y desgaste en las tuberías.

### **2.4 CONDICIONES POSICIONALES**

Ubicar los equipos de separación en puntos estratégicos en las facilidades de superficie mejora las condiciones operacionales corrientes arriba (upstream) y corrientes abajo (downstream).

En la actualidad compañías como *FMC Technologies* han aplicado sus desarrollos en investigación costa afuera, especialmente en el fondo marino con resultados favorables obteniendo en plataforma corrientes separadas líquido-líquido y líquido-gas. También los dispositivos son ubicados de forma

compacta en el buque de transporte, para mejorar aún más el fluido proveniente del fondo marino y garantizar requerimientos de transporte.

## **2.5 CONDICIONES DEL FLUIDO**

Muchos equipos que hacen parte de la tecnología de avanzada son diseñados según las especificaciones del cliente, pero debido a que el crudo, el agua y el aceite no tienen propiedades constantes durante la producción en las líneas de flujo, es necesario diseñar los equipos con variables ajustables que permitan recibir la corriente de flujo en las condiciones en que se encuentren para lograr su eficiente separación de fases; estas condiciones son llamadas:

- Presión de vapor.
- Temperatura.
- Corte de agua ( $W_{cut}$ )
- Relación gas/líquido (RGL)
- Relación aceite/petróleo (RAP)
- Fracción volumétrica de gas (GVF)
- Fracción volumétrica de líquido (LVF)
- Gravedad API
- Fase Continua.
- Fase Dispersa.

### **3. TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN AVANZADA APLICADAS A NIVEL MUNDIAL**

En la actualidad, en el auge de mejorar las condiciones propias del fluido, se han venido realizado varios estudios que abarcan tecnologías necesarias para mejorar la rentabilidad de las empresas que comercian hidrocarburo en la industria, además, y no menos importante, un impacto ambiental positivo. Las exigencias de ventas se hacen superiores a lo que normalmente exigen los compradores; bajar los costos de inversión en el tratamiento que los hidrocarburos puedan necesitar es la situación clave y primordial que se presenta para implementar estas tecnologías que incluso ya están comercialmente activas.

Considerando implementar tecnologías de separación de manera más representativa, se han desarrollado en laboratorios e incluso en facilidades de superficie nuevos equipos de separación llamados de avanzada, nombre recibido por la gran eficiencia de separación concebida por la baja caída de presión que permite obtener crudo con mejores condiciones para cumplir exigencias de ventas.

Los equipos llamados de avanzada disponen de dispositivos internos que conducen al fluido que transita por el a formar ciclones, este proceso es similar a una centrifuga que desarrolla fuerzas axiales y tangenciales teniendo como resultado que los componentes del fluido más pesado como la arena y el agua se dirijan a la parte exterior del equipo y los más livianos como el aceite y gas formen una especie de núcleo logrando así una excelente separación de fases.

### **3.1 TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN AGUA Y ACEITE EN FONDO DE POZO (DOWS).**

La tecnología de separación de aceite y agua en fondo de pozo (DOWS) *Downhole Oil Water Separation* por sus siglas en inglés, está destinada principalmente para la separación de aceite y agua producida en la parte inferior de un pozo de petróleo. El agua producida se puede reinyectar directamente a la formación en lugar de extraerla hacia la superficie.

La tecnología de separación de fluidos REDA AQWANOT DOWS es de tipo hidrociclón y se instaló en un pozo candidato el 28 de Octubre de 1998. Antes de la instalación de la tecnología DOWS, el pozo estaba produciendo 43 barriles por día de petróleo y 3.384 barriles por día de agua a la superficie. El rendimiento inicial de la tecnología DOWS fue alentador, a partir del 29 de octubre al 15 de noviembre el pozo produjo 43,1 barriles diarios de petróleo y sólo 448 barriles de agua a la superficie. Lo anterior, represento una reducción del 87% en la producción de agua para ser manejada en la superficie mediante los equipos destinados para tal fin. Al final del período de salvaguarda de la tecnología, la presión de inyección se había incrementado a niveles no deseados y el pozo fue cerrado debido a sus altos niveles de acidificación. Después de tratada la acidificación presente en los fluidos extraídos del interior del pozo, este fue reactivado pero se produjo unas cantidades limitadas de aceite y agua en la superficie durante el período comprendido entre el 18 de noviembre 1998 y el 17 febrero 1999, momento en el que la unidad DOWS fue retirada del pozo de manera definitiva. Se observó que aunque la producción de aceite en superficie fue baja, el corte fue bastante alto (70%) durante ese período.

Al cabo de una completa inspección de las unidades DOWS, fue evidente el alto grado de corrosión que el tubo bajo la unidad DOWS presencié. Ello presumiblemente fue causado por el tratamiento con ácido que se realizó en Noviembre de ese año en el pozo. La corrosión clasificada como de tipo picado (*Picking*) generó agujeros en la tubería que permitieron a los fluidos volver a la formación productora en lugar de ser inyectados a la formación disponible para ese procedimiento. Aunque los DOWS procesan un gran volumen de fluidos, poco de ellos se inyectaron o se produjeron con éxito a la superficie.

Las tecnologías DOWS se reinstalaron nuevamente el 11 de marzo de 1999 con un nuevo tubo (se cambió el corroído), donde desde aquella fecha hasta el 10 de diciembre de 1999 los DOWS realizaron la tarea de separar los fluidos en fondo de pozo adecuadamente mientras la producción de petróleo fue errática, ya que se presentaron variaciones de 3 barriles diarios a más de 20 barriles por día, pero aun así estaba muy por debajo de los niveles de producción de la fase PRE-DOWS\*. No obstante, la producción de agua en la superficie fue mucho menor de lo que había sido en el ensayo PRE-DOWS, se obtuvo aproximadamente entre 250 y 350 barriles por día de agua.

Durante septiembre de 1999, un operador llevó a cabo un estudio para buscar el porcentaje de reutilización de agua a ser inyectada en la zona productora. El estudio de seguimiento encontró que alrededor del 50% del agua disponible para ser inyectada se estaba reciclando en lugar de estarse disponiendo. Luego, el ensayo DOWS fue suspendido el 11 de Diciembre y la tecnología fue retirada del pozo en Febrero.

---

[\*] PRE-DOWS hace referencia a los resultados antes de implementar la tecnología

El ensayo con esa tecnología de separación en fondo de pozo no fue un éxito económico, pero se obtuvo una valiosa base informativa de la experiencia de la prueba. No obstante, el paquete de instrumentos empleados permitió obtener una idea más clara de lo que estaba ocurriendo en el fondo del pozo, tales como lo fueron: los problemas con la inyección, la acidificación, y la reinyección, los cuales debieron conducir a un mejor diseño posterior del equipo, una mejora de las instalaciones y de las prácticas de operación para la consideración de las tecnologías de separación DOWS como un viable ejemplo de tecnología de separación a ser optimizada con medios modernos de avanzada.

- **Desarrollo**

La Oficina del Departamento de Energía (DOE) y la oficina Nacional del Petróleo y tecnología de EE.UU conocido como (NPTO) por sus siglas en inglés, estuvieron interesados en la promoción de las nuevas tecnologías de separación que pueden producir petróleo y gas a un costo más bajo o con la protección ambiental mejorada a un costo razonable.

DOE atestiguó el surgimiento de una nueva tecnología para el manejo del agua producida conocido como: separador de aceite y agua en fondo de pozo o (DOWS) por sus siglas en inglés. Un sistema DOWS separa el aceite del agua en la parte inferior de un pozo de producción e inyecta el agua directamente a una zona de disposición o a una formación destinada a la inyección sin llevarlo necesariamente a la superficie. La tecnología DOWS ofrece tres ventajas potenciales sobre los sistemas de separación con bombeo tradicionales. En primer lugar, se creó el sistema DOWS para reducir el volumen de agua producida a la superficie. En segundo lugar, para aumentar el volumen de aceite producido en el pozo sometido a esta tecnología. Y en tercer lugar para la menor posibilidad de contaminación debido a que los grandes volúmenes de agua de producción no estaban siendo levantadas a las últimas zonas de la

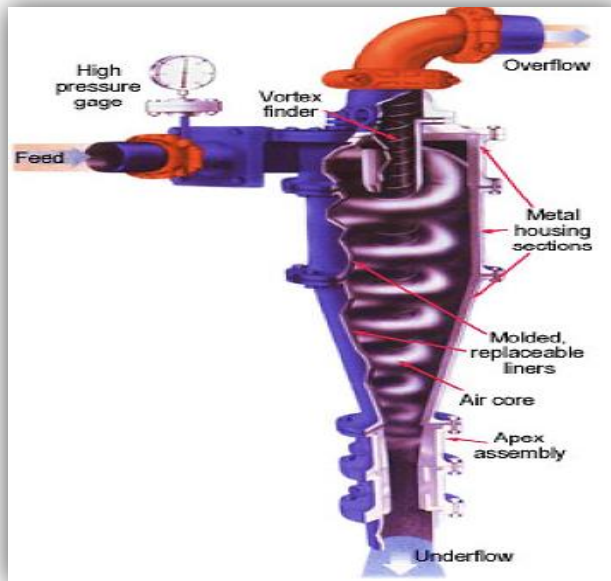
superficie de tratamiento del agua para posteriormente ser reinyectada a la formación.

- **Tecnologías de separación en fondo de pozo (Dows) según su tipo o principio de separación.**

- **Dows tipo hidrociclón**

Los Hidrociclones utilizan la fuerza centrífuga para separar líquidos de diferente peso específico sin el requerimiento de alguna pieza móvil. Una mezcla de aceite y agua ingresa en el hidrociclón a una velocidad alta desde un lado de una cámara cónica. Luego, la acción de remolino hace que el agua (con mayor densidad con respecto a la del aceite) se mueva hacia el exterior de la cámara y a su vez hacia la salida a través de un extremo del hidrociclón, mientras que el aceite más ligero permanece en el interior de la cámara y sale a través de una segunda abertura (Figura No 6). A continuación, se inyecta la fracción de agua, y la fracción de aceite se bombea a la superficie. La tecnología DOWS tipo Hidrociclón ha sido diseñada para funcionar en conjunto con bombas eléctricas sumergibles, bombas de cavidad progresiva y bombas de varilla respectivamente. La mayor parte del trabajo de desarrollo de este tipo de sistema se hizo a través de varios proyectos de la industria realizados por una organización canadiense, *CFER-Technologies*.

**Figura 16:** DOWS tipo hidrociclón.



Fuentes: PRESCOTT. N. Clifford. Fluor Offshore Solutions. Subsea Separation and Processing of Oil, Gas & Produced Water, Past, Present and Future. Why We Need it now? USA. January 13<sup>th</sup>. 2014.

- **DOWS tipo separador por gravedad**

Los sistemas DOWS de tipo separador por gravedad, están diseñados para permitir que las gotitas de aceite que entran por un orificio del pozo a través de las perforaciones se eleven y formen una capa de aceite discreta en el pozo. Una herramienta separadora por gravedad tiene dos tomas, una de ellas en la capa de aceite y la otra en la capa de agua. La gravedad en las tecnologías DOWS de tipo separador utiliza bombas de varilla necesariamente, como las varillas de bombeo se mueven hacia arriba y hacia abajo, el aceite se eleva a la superficie y se inyecta el agua. El separador más común tipo DOWS es el sistema de bombeo de doble acción (DAPS) desarrollado por Texaco.

---

[\*] Esquema de Movimiento Hidrociclonico de los fluidos hidrocarburos en DOWS.

- **Ventajas de la tecnología DOWS**

Las ventajas de la tecnología DOWS comprenden varios aspectos como: los bajos costos de elevación del fluido producido hacia la superficie, ya que reduce la cantidad de agua a tratarse en emulsión con el crudo extraído de las formaciones productoras, donde el tratamiento y eliminación de agua producida son componentes importantes de los gastos operativos. La separación de agua y aceite en fondo de pozo puede ahorrar dinero a las empresas operadoras al reducir los costos de manejo del agua producida.

En algunos casos donde el procesamiento o eliminación en superficie de la cantidad de agua producida es un factor limitante para la producción adicional dentro de un campo, el uso de DOWS para disponer de una parte del agua producida puede permitir la producción adicional en ese campo. Ello proporciona un beneficio medioambiental positivo, pero no cuantificable, el cual minimiza la posibilidad de contaminación de las fuentes subterráneas de agua potable a través de fugas en los tubos y su revestimiento durante el proceso de inyección. Del mismo modo, DOWS minimiza el derrame de agua producida en el suelo de la superficie si maneja menor cantidad de agua en la superficie.

- **Consideraciones financieras**

El reemplazo de una bomba regular a un DOWS es una tarea relativamente costosa. Los costos totales incluyen el costo de la herramienta DOWS en sí mismo y los gastos, así también el reacondicionamiento.

Los costos de los DOWS tipo hidrociclón son altos. Por ejemplo, el costo de un sistema eléctrico DOWS de tipo bomba sumergible está considerado aproximadamente en un valor de entre el doble al triple del costo de reemplazar una bomba sumergible eléctrica convencional y está a menudo en el rango de \$ 90.000 - \$ 250.000 dólares. Además, los costos de reparación de pozos así

asociados a menudo pueden superar los \$ 100.000 dólares. Los costos son algo inferiores en los sistemas de separación por gravedad DOWS, ya que van desde \$ 15.000 - \$ 25.000 dólares. Finalmente el valor de una instalación DOWS completa de tipo separador por gravedad en un campo productor ubicado en Canadá fue de \$ 140.000 dólares aproximadamente.

- **Problemas que se presentaron con Dows**

- Algunas instalaciones estaban mal diseñadas, los operadores no querían arriesgar a dañar buenos pozos de rendimiento con un nuevo dispositivo, por lo que seleccionaron pozos candidatos menos óptimos. Sobre todo en las primeras instalaciones, muchas de las fallas en el diseño del sistema no habían sido resueltas. No obstante modelos posteriores evitaron algunos de estos defectos.
- Algunas adecuaciones no permitían una diferencia adecuada en profundidad entre la formación productora y el intervalo de inyección. Si el aislamiento entre los intervalos no es suficiente, el fluido inyectado en la formación correspondiente puede migrar de nuevo hacia la zona de producción y luego un corto circuito en las perforaciones se presentara. El resultado será la obtención del agua producida, con tasas de producción de aceite que caen abruptamente.
- Varios equipos sufrieron de corrosión. Este problema puede ser el resultado de la química incompatible entre las formaciones que producen el hidrocarburo y la formación donde se reinyecta el agua de producción.
- Otras instalaciones tenían problemas con la extracción de la arena excesiva proveniente de las formaciones almacenadoras de crudo y gas que habían obstruido y erosionado las unidades DOWS.

- **Descripción del pozo y la instalación Dows**

Un sistema DOWS fue instalado en un pozo de un campo grande de petróleo en el este de Texas, el cual ha producido más de 485 millones de barriles de petróleo desde su descubrimiento en 1929 donde la mayor parte de la producción ha sido de la Formación Wood biné. El petróleo se produce de las arenas del Cretácico Wood biné que se extienden en un amplio anticlinal fallado con los sellos y trampas del petróleo crudo. El yacimiento Cretácico es una arena limpia, muy porosa y permeable que promedia el 29% de porosidad y 1000 milidarcies (md) de permeabilidad. Varias arenas fluviales y deltas contienen aceite a través de la trampa, las saturaciones de agua iniciales eran extremadamente baja (9%), donde la gravedad de aceite es de aproximadamente 34 API.

La unidad DOWS fue instalada en el pozo seleccionado en 1998. Sin embargo, no fue el primer pozo en ser equipado con un DOWS. En los últimos años, cuatro pozos adyacentes en el campo *East Texas* han sido complementados como pozos DOWS utilizando separadores por gravedad. Los pozos del este de Texas estaban fluyendo a bajas tasas, con un promedio de 8 barriles de petróleo y 226 barriles de agua por día. Los resultados con las unidades de gravedad DOWS de tipo separador en el campo del este de Texas han sido en general buena (un promedio de aumento del 112% en aceite y 41% de reducción en la producción de agua), pero no uniforme. El campo donde se encuentra el pozo seleccionado produce a partir de una arena similar estructural y una trampa estratigráfica. El pozo seleccionado es el primer pozo en la zona este de Texas para utilizar un DOWS tipo hidrociclón, es el pozo con la más alta producción en el área a ser convertido a DOWS; ya que produce la mayor cantidad de agua y la mayor parte de petróleo por día.

Una unidad de DOWS de tipo hidrociclón REDA AQWANOT™ (Tabla 3) fue instalado en un pozo seleccionado. La unidad estaba equipada con un DN4000 modelo REDA de 150 caballos de fuerza de la bomba, con control de velocidad

variable ya que no se utilizó la bomba de la producción agregada. La instalación incluye un tubo capilar enrollado de ¼ de pulgada de la muestra y la instrumentación de fondo de pozo completo. El equipo DOWS fue diseñado para instalarse dentro de una tubería de 5,5 pulgadas, carcasa de 15,5 libras con 2 <sup>7/8</sup> pulgadas de tubería. La unidad se ajustó a un empacador de sello de orificio de 5,5 pulgadas a una profundidad de 2.815 pies. Las perforaciones de producción se encuentran a una profundidad de entre 2633 y 2635 pies, además de otras a 2756 y 2762 pies aproximadamente. Los 8 pies de espesor neto del yacimiento fueron perforados en ocho disparos por pie.

Los sensores de presión leen la presión del anular, así como la presión de los fluidos antes de entrar y después de salir del hidrociclón. Este último valor se presume para igualar la presión de inyección. Además, los registros de producción de superficie están disponibles para la producción de petróleo y agua. Estos datos se pueden comparar fácilmente con los datos obtenidos a partir del paquete de instrumentos de fondo de pozo para complementar la interpretación de los resultados y producción. El pozo candidato fue probado a fondo antes y después de la instalación de los equipos DOWS.

- **Rendimiento del pozo antes de la instalación**

Antes de la instalación de las DOWS, la zona de producción tenía una presión estática de 955 psi. La producción el 27 de octubre de 1998, ascendió a 3.383 barriles por día de agua y 43 barriles diarios de petróleo. Por lo tanto, el aceite de producción (corte de petróleo) ascendió a 1,27 % de los fluidos producidos. En la zona de inyección las perforaciones fueron de 2.822 a 2.834 pies, con una presión estática del yacimiento de 905 psi y un índice inyectable PRE-DOWS de 7,6 bls /psi. La Gravedad del petróleo 34,5 API. La temperatura del yacimiento fue de 144°F. Estos datos fueron suministrados por el operador para REDA para proporcionar la base del diseño de la unidad DOWS. Sin

embargo, cuando la unidad se instaló en realidad, las condiciones del pozo fueron algo diferentes, según lo medido por los instrumentos de fondo de pozo:

- Fue encontrado que la zona productora tenía presión estática de 830 psi en lugar de 955 psi.
- Se encontró que la zona de inyección tenía presión estática de 910 psi en lugar de 905 psi.
- La Inyectabilidad fue medido en una prueba de velocidad de paso que está entre 3,4 y 4,8 bls/psi en lugar del 7,6 bls/psi como se informó.

**Tabla 3:** Esquema de Estadística de Producción del sistema DOWS.

<b>ESTADISTICAS DE PRODUCCION DEL SISTEMA DOWS</b>					
Periodo de Producción.	Producción Promedio de aceite (BPD).	Promedio de Agua Producida (BPD) y Volumen % Pre - DOWS.	Promedio de Inyección de Agua total producida (BPD).	Promedio de Agua total producida (BPD).	Promedio de corte de Aceite. %
Preinstalación - 30 días de Prueba.	43	3384	0	3384	1.25
Pruebas DOWS del 10/29/98 al 11/15/98	43.1	448 y 13%	1815	2263	8.7 superficie y 1.9 en total
<b>En 11/16/98 Acidificación Aplicada en la zona dispuesta para la Inyección.</b>					
Desde el 11/29/98 al 2/17/99	10.4	4.5 y 1%	4500	4500	70 superficies. 0.5 total (1.0 sin diluir)
<b>Desde el 2/17/99 al 3/10/99 Reemplazo de tubería corroída.</b>					
Sistema DOWS Reinstalado entre 3/11/99 y 3/22/99	16	270 y 8%	3004	3274	5.6 superficie; 0.5 En total (1.0 Sin diluir)
3/23/99 al 9/15/99	11.4	253 y 8%	3053	3306	4.5 Superficie; 0.3 Total y (0.6 sin diluir)
9/16/99 al 12/10/99	9	260 y 8%	3439	3699	3.5 superficie; 0.2 en Total y (0.4 sin diluir)

Fuentes: Analysis of data from a Downhole oil/water separator field trial in East Texas Argonne National Laboratory Washington, DC and Arthur Langhus Layne – LLC Tulsa, OK under Contract W-31-109-Eng-38 Editado por Autor

- **Acidificación de la zona de inyección: 16 de noviembre 1998**

El taponamiento sostenido por la inyección cíclica en la zona entre el 29 de octubre y 15 de noviembre fue evidente en los datos de Promore. En un esfuerzo por aliviar el problema, el pozo se acidificó abajo del anular con el conjunto DOWS en su lugar. No hay registro del procedimiento de acidificación, pero el ácido no se barrió durante un período prolongado de tiempo, lo que causó la corrosión y la perforación de la tubería. Este daño no fue visto hasta el 17 de febrero de 1999, cuando el DOWS fue sacado del pozo.

- **Aspectos considerados para la instalación del sistema DOWS**

Probablemente el factor más relevante de la tecnología DOWS es el tipo de litología de la formación en la cual el agua es inyectada. Dicha formación geológica debe tener una buena permeabilidad. Un ajuste en la tasa de inyección en laboratorio puede determinar la magnitud de la presión, además de la tasa de inyección requerida en la zona, considerando a su vez la existencia de fracturamiento si los valores son excedidos una vez en su aplicación.

Un factor relacionado en el proceso de inyección, consiste en el cuidado del no introducir materiales que pueden taponar los poros de la formación, lo cual reduce la cantidad de agua recibida por la formación sometida bajo inyección. Las partículas sólidas pueden ser provenientes de la formación productora, del fracturamiento hidráulico, de precipitados químicos o biológicos creados por la interacción entre el agua de producción de la formación y el agua de inyección hacia otra formación.

Otros factores como las gotas de aceite en el agua de producción pueden llegar a ser potenciales bloqueadores de poros por el efecto de capilaridad, afectando la buena separación vertical y mecánica entre la formación productora y la

formación sujeta a inyección del fluido acuoso. El pozo candidato debe estar ubicado convenientemente en un yacimiento con suficientes reservas remanentes para cubrir el tiempo de retribución o *payback* de la investigación.

- **Resultados**

El examen de los detalles sobre la instalación, pruebas y operación de las unidades DOWS, así como los problemas asociados, conduce a un número de conclusiones con respecto a la específica operación y la tecnología DOWS en general. Algunas de las conclusiones más relevantes son las que continuación se enumeran:

- El sistema DOWS no fue un éxito económico, a excepción de un breve período de tiempo en el inicio de la prueba de campo.
- Menos petróleo fue traído a la superficie durante la prueba DOWS que antes de la prueba cuando estaba equipado con una bomba sumergible eléctrica convencional.
- El más grave problema fue la de corrosión de la tubería por debajo del hidrociclón que permitió no inyectar y reciclar en el anular. El problema de la corrosión pudo haber sido debido a la mecánica o problemas eléctricos en el pozo y pudo haber sido inevitable; la falta de un volumen significativo de agua y el aceite en la superficie fue una advertencia de rendimiento irregular del DOWS.
- Muy temprano en la prueba de campo, los sensores de fondo de pozo mostraron un avance entre la inyección y las zonas de producción. La comunicación fue de aproximadamente 50% del volumen inyectado. La comunicación pareció haber estado sucediendo de manera intermitente, lo que demuestra que no siempre habrá fracaso catastrófico de la zona

de confinamiento. El fracaso de la zona de confinamiento pudo ser debido a la fractura. El problema podría probablemente haberse evitado mediante el uso de menores presiones de inyección por debajo de la presión de fractura de aproximadamente 1800 psi.

- La instrumentación de fondo de pozo es de vital importancia para la interpretación de los resultados de una instalación DOWS. Sin la información detallada suministrada por los instrumentos de presión Promore™, los datos de producción de superficie no habría tenido sentido. Los datos de presión y flujo del pozo candidato eran fiables, repetibles y comparables con los datos de prueba para pre-DOWS.
- En el caso del pozo en sí, la cesación de fluido fue causado por la corrosión a través de la tubería que resulta de la falta de presión de la bomba.
- La prueba de pozo en campo demostró que los tratamientos de acidificación pueden ser logrado mientras la unidad DOWS está en su lugar.
- La durabilidad de las herramientas DOWS es muy variable, dependiendo de muchos factores. En el caso del pozo en sí, el funcionamiento del pozo ha creado una cantidad significativa de partículas finas de formación, pero el hidrociclón no se hizo daño después de 16 meses de uso.

Lo expuesto anteriormente fue tomado como una prueba para mejorar el diseño de las unidades DOWS y obtener mejores resultados para lo que fue creado (separación e inyección en fondo de pozo). Con estos resultados que se obtuvieron se implementaron las DOWS a 59 pozos ubicados entre EEUU y

Canadá. Los anexos correspondientes muestran un claro rendimiento de las DOWS en cuanto a la producción de aceite y manejo de agua en superficie. Además la tabla 5 muestra la cantidad de aciertos al conocer o no la litología de la formación productora y la formación de inyección.

**Tabla 4:** Estadística de la litología de la formación de inyección y formación de producción.

*Ilustración 1*

<b>Geología de las Formaciones F. Productora / F. de Inyección</b>	<b># de Ensayos Positivos</b>	<b># de Ensayos Neutrales</b>	<b># de Ensayos Negativos</b>	<b># Total de Ensayos</b>	<b>% de Ensayos Positivos</b>	<b>% de Ensayos Negativos</b>
Carbonato / Carbonato	11	2	6	19	58	32
Carbonato / Arenisca	2	0	2	4	50	50
Carbonato / Desconocida	1	0	0	1	100	0
Arenisca / Arenisca	16	4	8	28	57	28
Al menos una de ellas es Arenisca	1	0	1	2	100	50
Desconocidas	4	0	1	5	80	20
<b>TOTALES</b>	<b>35</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>59</b>	<b>59</b>	<b>31</b>

Fuentes: Analysis of data from a Downhole oil/water separator field trial in East Texas Argonne National Laboratory Washington, DC and Arthur Langhus Layne – LLC Tulsa, OK under Contract W-31-109-Eng-38 Editado por Autor

- **Valoración de las condiciones con la tecnología DOWS**

<b>CONDICIONES</b>	<b>DOWS</b>	<b>DESCRIPCION</b>
Financieras	Regular	Ahorra costos de levantamiento y tratamiento de agua, aunque es costosa la tecnología se le aplicaron a 59 pozos
Operacionales	Excelente	Dispone de sensores para la inyección de agua y levantamiento de aceite, aunque disminuyo el caudal en la prueba en los otros 59 aumento notablemente
Posicionales	Excelente	Se ubica en fondo de pozo por lo que mejora las condiciones operacionales en la superficie permitiendo el bajo tratamiento para el agua
Dimensionales	Excelente	No requiere equipos de tratamiento en superficie a menos de ofrecer un mayor tratamiento de agua y separación de gas/liquido.
Fluido	Regular	Cumple con las propiedades para inyectar el agua, no separa el gas del líquido a menos de hacer el procedimiento en superficie

Fuentes: Autor

### **3.2 TECNOLOGÍA PROMIX (SAUDI ARANCO)**

La tecnología de separación de fluidos en superficie provenientes de un campo petrolero en desarrollo para este caso particular, consiste en la inyección de un desemulsificante en una corriente de flujo multi-fasica entrante de agua y aceite, con la finalidad de mejorar las propiedades de la superficie de la interface de esta; las propiedades tales como la coalescencia de gota a gota, además de la mejora de las fases de los dos líquidos presentes pueden generar un costo para la inyección de químico que puede ser significativo a medida que no se presente de forma satisfactoria la separación.

La compañía operadora Saudi Arranco instaló y realizó pruebas de pozo con este nuevo sistema denominado PROMIX en búsqueda de una mejor eficiencia de distribución del desemulsificante dentro de la corriente de flujo multi-fásica con el fin de lograr el menor consumo de este, llevando a su vez al mejoramiento de la separación en el sistema. La válvula PROMIX fue instalada en el sistema UGOSP-4 (planta separadora de gas y aceite - 4) por sus siglas en inglés, que en su arreglo inicial ingenieril operaba con caudales de entrada de 275,000 barriles por día, con consideraciones importantes de condiciones estacionales de invierno y verano.

Esta tecnología de ajuste de válvula con mejora de mezclado del desemulsificante con el fluido de tipo hidrocarburo dispuesto como una corriente entrante de fluido, se concentra en la cámara interior de mezclado de la válvula PROMIX. Lo anterior comparado con la válvula existente convencional en la disposición inicial ingenieril, obtuvo buenos resultados como los siguientes:

- La reducción del consumo de desemulsificante que inicialmente fue empleaba.
- La mejora de la producción de aceite crudo separado del agua.
- La reducción de las caídas de presión al interior de las tuberías.
- La mejora de la robustez operacional.

- **Desarrollo**

La producción de aceite crudo es una mezcla de hidrocarburos que comprende fases tales como una comprendida por líquido, otra de agua y gas natural. La presencia de agua en el aceite producido es llamado aceite húmedo, el agua necesita ser removida del aceite antes de someterse a procesos futuros. El agua en el aceite se puede presentar de dos formas: agua libre o agua emulsionada.

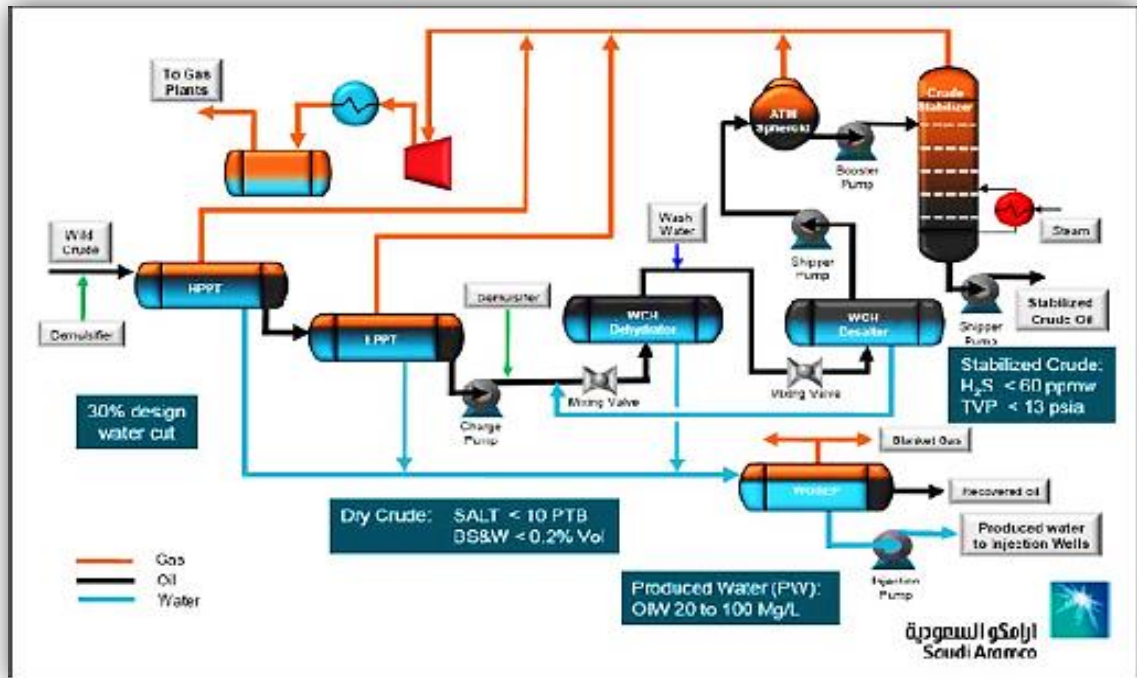
La producción de aceite contiene sólidos suspendidos y partículas disueltas tales como granos de arenas provenientes de las zonas productoras y asociadas. Estas arenas son potencialmente causantes de la corrosión por fatiga del material, fallas y otros efectos en procesos de facilidades y plantas de operación corrientes abajo (*downstream*). El crudo tratado que deja el sistema dispuesto por SAUDI ARAMCO es de 10 PTB\*. La desalación de crudo tratado del campo *Shedgum 4* (2008) de la planta, fue comprendida y llevada a cabo por Saudí Arranco. Una unidad mezcladora denominada *PROSALT* fue evaluada con una válvula de globo instalada en una línea paralela a la principal. El mejoramiento de la separación de crudo y agua se ha pronunciado reduciendo el consumo de agua para llevar a cabo el proceso de lavado del crudo para obtener su desalado.

La unidad *PROMIX* fue desarrollada con el propósito de inyectar y exponer desemulsificante dentro del crudo contaminado y asociado al agua. No hay diferencia mecánica entre la unidad mezcladora *PROMIX* y *PROSALT*. Sin embargo las unidades tienen diferentes diseños tal que la *PROSALT* está diseñada para la inyección de altas tasas de flujo (inyección de agua lavadora entre el 1% a 5 % del flujo del crudo) y la válvula *PROMIX* para tasas de inyección más pequeñas (1 ppm a 20 ppm del flujo del crudo).

---

[\*] PTB (libras por cada 1000 barriles de crudo).

**Figura 17:** Esquema de montaje de la válvula PROMIX en UGOSP-4



Fuentes: ADNAN A. Bouli, New Mixer System Enhances Saudi Aramco GOSP crude – water separation performance. SPE 147736. 2011

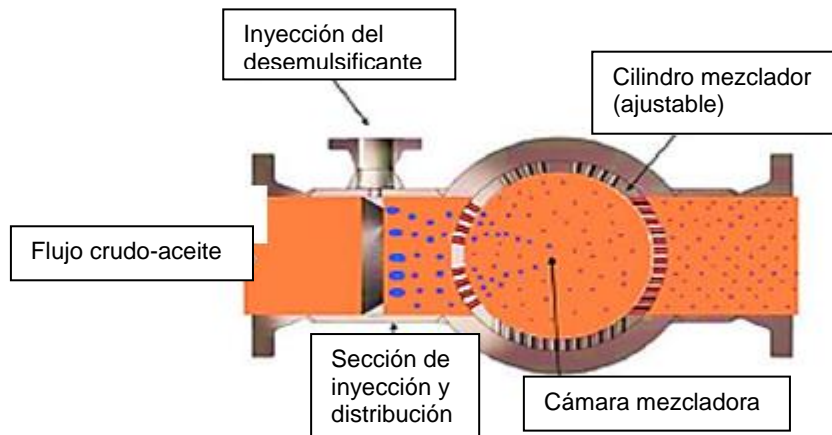
Con el objetivo de verificar el rendimiento de la tecnología PROMIX para la reducción del consumo de desemulsificante mejorando la separación del crudo asociado al agua en UGOSP-4 la unidad PROMIX fue instalada corriente arriba de un deshidratador reemplazando una válvula convencional PDVC-3026 y comparándola con otra válvula PdHV-3026. La prueba piloto fue acordado para evaluar el rendimiento del PROMIX en términos del consumo desemulsificante y de separación de crudo del agua. En el UGOSP-4 de Saudí Arranco, el desemulsificante es inyectado en dos locaciones diferentes, corrientes arriba del HTTP\* y corrientes arriba del deshidratador.

[\*] HTTP primer separador convencional en el sistema UGOSP-4

- **Descripción de la tecnología**

El PROMIX es una unidad diseñada para inyectar y mezclar desemulsificante u otro producto químico dentro de una corriente de flujo con el objetivo de mejorar la separación de la mezcla de aceite crudo y agua. El PROMIX (Figura 19) es diseñado para mínimas caídas de presión y altas eficiencias. El sistema PROMIX asegurara una igual distribución y mezcla homogénea del líquido inyectado dentro del aceite crudo al disponer de una cámara mezcladora y un control de nivel que exponen la mezcla a promover la coalescencia y la generación de una baja emulsión. Las válvulas mezcladoras que antes tenía el sistema no garantizaban la homogenización de la mezcla y por ende el cambio de dirección del fluido provocaba la estabilización de la emulsión (equilibrio térmico) presente.

**Figura 18:** Esquema de la válvula PROMIX en UGOSP-4



Fuentes: ADNAN A. Bouli, New Mixer System Enhances Saudi Aramco GOSP crude – water separation performance. SPE 147736. 2011

El diseño del equipo consta básicamente de una entrada del desemulsificante, una sección donde se distribuye el desemulsificante y la corriente de crudo, una

cámara mezcladora y cilindros ajustables que convergen a un mismo punto a la cámara mezcladora y que están diseñados para bajas caídas de presión.

- **Resultados**

- Durante el verano la separación del agua del deshidratador experimento una caída de aceite en la concentración de agua donde en gratificación mejoro la separación agua aceite, sin embargo el consumo de desemulsificante solo se redujo en el 10%.
- En agosto las gotas de aceite en el contenido de agua separada cayeron significativamente de 8-12 ppm a 1-3 ppm donde el sistema de mezcla del desemulsificante en el crudo-agua fue cambiada de la válvula existente PdHV-3026 por el PROMIX.
- En invierno el consumo de desemulsificante se redujo en un 25 %
- Durante todo la prueba del PROMIX la concentración de sales en el crudo llego a 2-4 PTB.
- La tecnología minimizara las fallas electrostáticas durante los procesos de separación de alta emulsión de aceite crudo
- La tecnología PROMIX ha demostrado el incremento eficiente para mezclar y reducir las caídas de presión.

- **Valorización de las condiciones con la tecnología PROMIX**

<b>CONDICIONES</b>	<b>PROMIX</b>	<b>DESCRIPCION</b>
<b>Financieras</b>	<b>Excelente</b>	Baja inversión en los desemulsificantes garantizando mayor recobro de aceite en la emulsión y bajo requerimiento de agua para desalación del crudo
<b>Operacionales</b>	<b>Excelente</b>	Mejora la separación en el sistema ya que garantiza una mejor distribución del agente desemulsificador en la corriente en presencia de bajas caídas de presión y tolerando robustez
<b>Posicionales</b>	<b>Excelente</b>	se ubica corriente arriba del deshidratador en el sistema ugosp 4 aumentando la cantidad de agua en el deshidratador
<b>Dimensionales</b>	<b>Excelente</b>	Consta de una válvula de globo que garantiza una mejor homogenización de la mezcla y es instalada en la misma línea de flujo de la emulsión.
<b>Fluido</b>	<b>Excelente</b>	Recobra líquidos de manera más pura por las bajas caídas de presión y reduce la cantidad de impurezas presentes

Fuentes: Autor

### **3.3 CALIFICACION DE LA TECNOLOGIA INLINE DEWATERING**

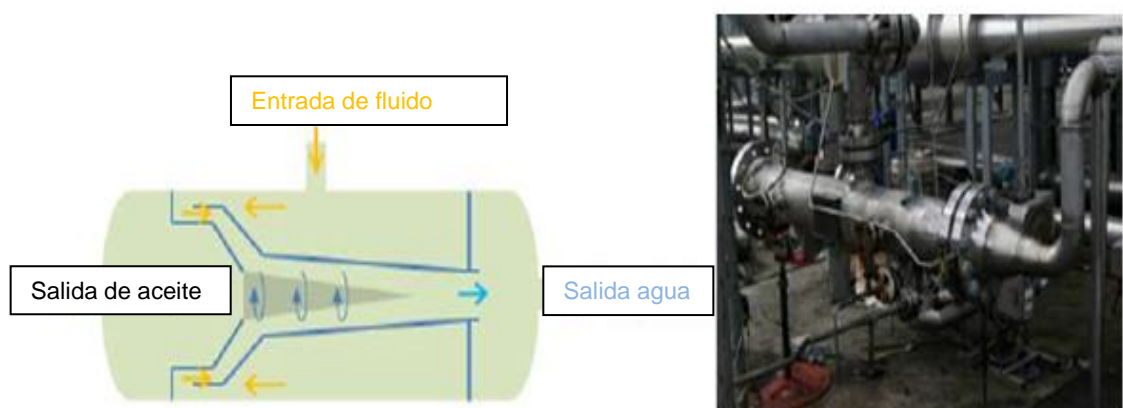
Varios campos en la plataforma continental ubicada en Noruega se encuentran en la fase de disminución en la producción, un aumento en la producción de agua y gas es a menudo presentado en combinación con la reducción de la presión de producción. El área disponible para instalar un equipo en la plataforma es limitada y es importante para minimizar los costos operacionales y de inversión de capital. La tecnología compacta de separación en línea puede

ser una clave tecnología para campos maduros y campos submarinos que en general están a aguas profundas donde el peso es crítico. Statoil ha identificado un separador en línea como una importante tecnología para incrementar el factor de recobro en campos maduros. Debido a su pequeña dimensión y los bajos costos de operación la tecnología puede ser adecuada para incrementar y prolongar el agua de producción de los yacimientos. La tecnología puede también facilitar o comunicar los nuevos pozos a perforar a las instalaciones existentes. La tecnología ofrece dos tipos, Inline gas/liquidó e Inline aceite/agua. Statoil ha llevado a cabo una calificación del programa para desarrollar un equipo Inline aceite/agua. El proyecto se ha llevado acabo con la colaboración de FMC SEPARATION SYSTEMS en el periodo de 2008 a 2012. La tecnología está basada en separación ciclónica con dispositivos de baja o moderada caída de presión. Un amplio programa se ha desarrollado con diferentes geometrías para la separación en línea incluyendo CFD (Diagrama de flujo computacional) por sus siglas en inglés, pruebas de laboratorio de fluidos además de la misma instalación de sensores en campos productores. Un deshidratador a gran escala con 20 líneas ha sido probado para investigar el efecto del gas presente. Las ventanas operacionales de la tecnología en línea han sido estabilizadas y el resultado ha mostrado que el gas y el agua pueden ser separados eficientemente de una corriente multi-fasica proveniente del fondo de pozo. La conclusión del trabajo es que la tecnología en línea tiene un gran potencial para reemplazar o reducir el tamaño de un separador convencional por gravedad en las facilidades y de igual manera ser utilizado en separación submarina en aguas profundas. La calificación del trabajo demuestra que la aplicación de la tecnología en línea puede separar el agua con una calidad de 500 ppm de aceite en agua con bajas caídas de presión. Basado en la calificación del trabajo es considerado listo para la implementación por la Statoil.

- **Desarrollo**

Un deshidratador en línea (Inline dewatering) por sus siglas en inglés, es un ciclón que separa aceite y agua además de ofrecer un alto potencial para el flujo continuo de agua y aceite. Esta tecnología también tolera cierta cantidad de gas y arena. La operación principal de un deshidratador en línea está ilustrada en la figura 1 y se describe de la siguiente manera. Un flujo de agua y aceite en mezcla entran a una tubería a través de una boquilla de entrada, a continuación la mezcla entra a un deshidratador en línea y esta se mueve a través de elementos en forma de remolinos donde un flujo de fluidos giratorios es generado como resultado de una fuerza centrípeta, la fuerza de aceleración centrípeta obliga al más ligero (aceite y gas) a moverse hacia el centro del deshidratador en línea y el más pesado (agua y arenas) moverse al exterior de la línea. La fase ligera continúa su trayectoria mientras que la fase pesada es removida mediante un sistema de desbordamiento [\*]. El deshidratador en línea no tiene partes móviles.

I **Figura 19:** Deshidratador en línea. Izquierda: dibujo principal del separador; Derecha: deshidratador en línea instalado por la Statoil



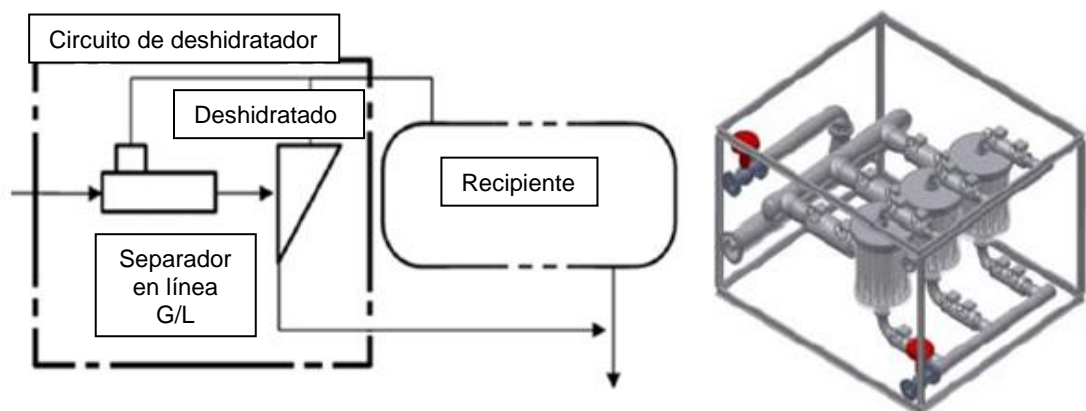
Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013

[\*] Sistema de desbordamiento: toma la fase más pesada (agua y arenas) que se ubican en la parte exterior y la expulsa por una boquilla de salida

El deshidratador en línea se clasifica como un nuevo sistema de construcción y modernización. La nueva construcción puede ser usada para reducir el tamaño que deja un separador convencional que está basado en la gravedad, reduciendo así el peso operacional. Estas modernizaciones pueden ser usadas para descongestionar a los separadores existentes especialmente si el agua es una variable.

Esta tecnología puede ser aplicada aguas arriba o aguas abajo de un separador convencional. En la figura 2 se ilustra un deshidratador en línea aguas arriba de un separador. Un separador compacto gas/líquido, tal como un PhaseSplitter [\*] en línea es usado para remover la mayor parte del gas y el deshidratador en línea es usado para omitir la parte principal a la entrada al recipiente.

**Figura 20:** Deshidratador en línea aguas arriba de la primera etapa de separación; Izquierda: proceso de diagrama de flujo. Derecha: imagen de un deshidratador en línea con una capacidad de 250000 BPD



Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013

[\*] Inline Phase Splitter: tecnología avanzada que separa gotas aún más pequeñas de gas de una corriente líquida

Una alternativa para el sistema descrito anteriormente es aplicar el deshidratador aguas abajo en la salida del agua de un recipiente como un primer paso en la parte de tratamiento de agua producida. En este caso el recipiente puede ser operado con bajos niveles de agua desde un aumento en el nivel de aceite en el agua. El deshidratador en línea puede ser usado como una herramienta para descongestionar y hacerle frente al incremento de agua de producción. En esta aplicación el deshidratador en línea puede ser localizado aguas arriba del separador como se ilustra en la figura 2.

El principal criterio de aceptación para la aplicación del deshidratador en línea en el campo Gullfaks es resumido a continuación:

- La calidad máxima de agua separada es de 500 ppm, el agua es además tratada en los sistemas existentes de producción de agua.
- El agua contenida en la corriente de salida de aceite puede ser posible separarla aguas abajo de un separador por gravedad.
- Mínimo el 60% del flujo total de agua tiene que ser separada con una calidad de agua de 500 ppm.
- La cobertura volumétrica aceptable es del 50%.
- Acepta caídas de presión entre la entrada y salida de aceite 1 bar.

Un deshidratador en línea puede lograr un buen rendimiento en la separación en un rango típico de velocidad entre 5 a 30 m<sup>3</sup>/h. A bajas velocidades de flujo se presentaría insuficiente fuerza centrípeta para lograr la separación. A altas velocidades de flujo hay muchas herramientas que optimizan el rendimiento. El alcance del deshidratador en línea es logrado por la agrupación de varias líneas en un solo recipiente de tal manera que las velocidades de flujo por las líneas estén en el rango de operación requerido.

El deshidratador en línea puede remover una larga fracción de agua mientras que todavía se obtiene una buena calidad. Hay una máxima cantidad de agua

que puede generalmente ser removida, por encima de esta la calidad del agua decrece rápidamente. Esta máxima cantidad de agua removida es definida por la ecuación 1, donde varios diseños están disponibles para remover un máximo de agua.

Ecuación 1

$$\% \text{ agua removida} = \frac{Q \text{ agua salida}}{Q \text{ agua entrada}}$$

El porcentaje de agua removida, y el rendimiento del deshidratador en línea se controla por la relación de caída de presión a la entrada y salida del deshidratador en línea, y es llamado DPR [\*] definida por la ecuación 2.

Ecuación 2.

$$\text{DPR} = \frac{P_{\text{entrada}} - P_{\text{rechazo}}^{**}}{P_{\text{entrada}} - P_{\text{salida}}}$$

En general si el DPR incrementa, el fluido será mayor a la entrada de deshidratador en línea y menor a la salida de el mismo; en consecuencia el agua removida disminuye, debido a que la relación entre el DPR y el agua removida es bien conocida por el deshidratador en línea, no obstante la unidad puede ser controlada usando una válvula de control para mantener un punto específico en el ajuste al DPR. Este es conocido como un control al DPR, y las pruebas tanto en laboratorio como en el campo Gullfaks demostraron que la unidad puede ser controlada de esta manera.

---

[\*] DPR: diferencial de caída de presión en la unidad,

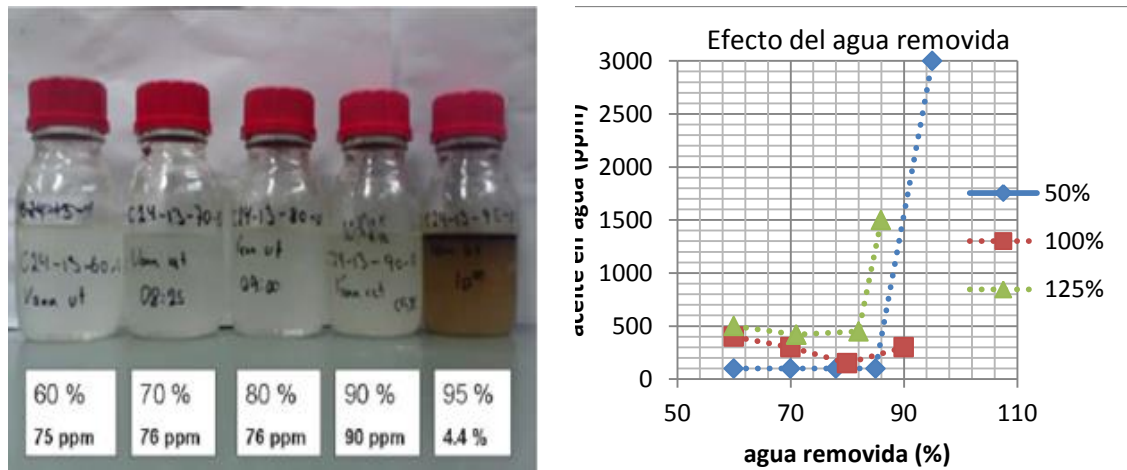
[\*\*] P rechazo: presión a la salida de la fase más pesada (agua y arena)

- **Prueba offshore en el campo Gullfaks**

El campo Gullfaks localizado en el mar del norte es operado por la Statoil. Un deshidratador en línea fue instalado en el campo Gullfaks en diciembre de 2010. La unidad probada consiste en una línea diseñada con una velocidad de flujo de 25 m<sup>3</sup>/h donde fue probada en una corriente de fluido líquido proveniente de un pozo con presiones mínimas de 17 bar y máximas de 54 bar, además fue localizado aguas abajo de un separador de prueba. Diferentes pozos fueron probados individualmente y en combinación para obtener variaciones en los cortes de agua, velocidades de flujo y fracciones de gas

En general los resultados son bastantes exitosos de donde un 60% de agua removida el 75% de la prueba mostro resultados por debajo de 500 ppm y un 95 % mostro resultados por debajo de los 1000 ppm. Los resultados estuvieron de acuerdo a las observaciones que se habrían hecho anteriores en las pruebas con el crudo del campo Gullfaks en las facilidades de la Statoil en Porsgrunn Noruega. Las pruebas en el agua removida para un pozo particular son mostradas en la figura 3 como una ilustración del rendimiento de la tecnología.

**Figura 21:** Prueba costa afuera en el campo Gullfaks; Derecha: Efecto del agua removida con el deshidratador en línea, calidad del agua con 3 caudales distintos Izquierda: muestras tomadas de la prueba de agua removida con 50% capacidad de diseño. GVF menor a 5 %



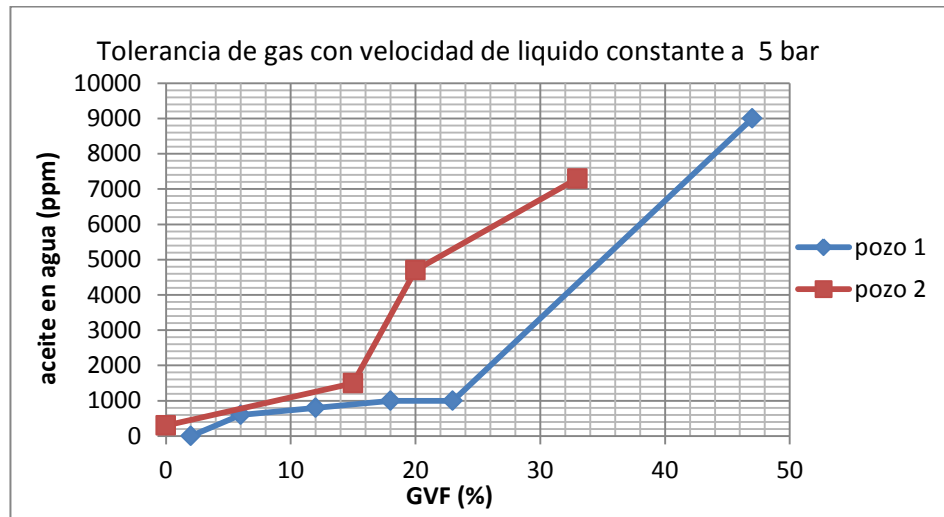
Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013 (editada)

Los resultados mostrados en la figura 3 son para bajas fracciones volumétricas de gas (GVF) menores al 5%. La tolerancia de gas en el deshidratador en línea fue investigada y los resultados para diferentes conjuntos de prueba [\*] son mostrados en la figura 4.

El grafico muestra que a medida que incrementa la fracción volumétrica de gas en el deshidratador en línea se incrementa el contenido de aceite en el agua a la salida. Con un GVF menor al 10 % el efecto es relativamente pequeño, pero por encima de este el efecto aumenta rápidamente. El resultado podría afectar el rendimiento del deshidratador en línea para su aplicación con múltiples líneas. Cuando el gas presente está mal distribuido podría conducir a un alto grado de gas en las líneas, que daría lugar a una reducción considerable en el rendimiento de la separación inline.

[\*] Conjuntos de pruebas: Caudales de diferentes pozos

**Grafica 4:** Prueba costa afuera en el campo Gullfaks; tolerancia de gas para 2 pozos diferentes; Pozo 1 vf= 13 - 15 m<sup>3</sup>/h, corte agua 78- 75 %; Pozo 2 vf=20 - 25 m<sup>3</sup>/h, corte de agua 73 - 85%.



Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013 (editada)

De las pruebas offshore se concluyó que los criterios de aceptación, como se han indicado en la introducción se cumplieron, las conclusiones se resumieron de la siguiente manera:

- Los criterios de aceptación de 500 ppm se cumplió con el diseño (60% de agua removida, velocidad de líquido 50%-130%) y con la limitante de GVF menor al 5 % para todos los puntos a excepción de un pozo problema.
- La unidad es sensible al gas. Al incrementarse la fracción de gas entre 5 y 10 %, la calidad del agua fue menor a 100 ppm de aceite en agua.
- El criterio aceptado de 500 ppm se cumplió para el 80 % del total de la prueba dentro de las siguientes condiciones:
  1. Agua removida menor al 85%
  2. Corte de agua entre el 60% y 95%
  3. velocidad de flujo entre el 13 y 32 m<sup>3</sup>/ h
  4. GVF menor al 5 %

- El criterio para 1 bar en caída de presión se cumplió para caudales de flujo entre el 15 y 17 m<sup>3</sup>/h, y en un diseño de 25 m<sup>3</sup>/h la caída de presión fue menor a 2.5 bar.
- El control del sistema con el uso de DPR (diferencial de caída de presión) como se describe en la introducción de la prueba fue exitoso.

La prueba de campo muestra que una simple línea ha abarcado una amplia operación sin embargo la unidad es sensible al gas. Para finalizar la calidad de la tecnología fue necesario investigar si la presencia de gas afectaría el rendimiento de la tecnología a gran escala con un conjunto de líneas. Una mala distribución del gas representa malos resultados al reducir la calidad de separación del agua. Esta parte de calificación del programa considera un modelo (CFD [\*]) que estudia una simple línea de referencia de la prueba y una calificación de la prueba a gran escala.

- **Calificación del deshidratador en línea a gran escala**

El principal propósito de la calificación a gran escala fue investigar la tolerancia del gas para un deshidratador en línea a gran escala. Las pruebas offshore con una simple línea en el campo Gullfaks muestran que como el GVF incrementa, la calidad de aceite en agua se disminuye. Para la prueba a gran escala la unidad se monta con múltiples líneas, pero una mala distribución del gas podría conducir a algunas líneas a realizar un mal desempeño al no conducir el fluido y en general afectar el rendimiento de la aplicación a gran escala. Para tal efecto una amplia calificación fue desarrollada como foco principal el gas de tolerancia. La unidad a gran escala consiste en un recipiente que contiene 20 líneas con un diseño en la velocidad de flujo de 400 m<sup>3</sup>/h. CFD realizó un estudio, en el que varios diseños fueron investigados.

---

[\*] CFD: Diagrama de flujo computacional (simulador)

El primer parámetro a tomar como variante fue la orientación del recipiente, la ubicación, la boquilla de entrada y el uso de internos para mejorar la distribución. Basados en estos resultados una unidad de prueba a gran escala fue diseñada con orientación vertical además de poner a prueba dos diseños, uno con la boquilla de entrada a un lado y otro con la boquilla de entrada en la parte inferior.

Debido a la alta capacidad del deshidratador en línea a gran escala no fue posible probar la unidad en condiciones reales con crudo y gas del campo Gullfaks, pero la unidad pudo ser probada en facilidades con modelos de aceite. Para investigar si la mala distribución de gas podría ocurrir en el deshidratador en línea, hubo la necesidad de correr una prueba de referencia con una sola línea en las mismas condiciones. La prueba de referencia con una sola línea fue ejecutada en enero de 2012 en las facilidades de FMC en Amhem, en Países Bajos. La prueba a gran escala fue ejecuta entre junio y julio de 2012 en las facilidades de FMC en Drammen Noruega, se utilizaron para ambas pruebas longitudes similares y velocidades ascendentes de la unidad de prueba. Un resumen del diseño de las condiciones para las pruebas se observan en la tabla 1. La temperatura para la prueba a gran escala fue ligeramente mayor como también la válvula de caída de presión.

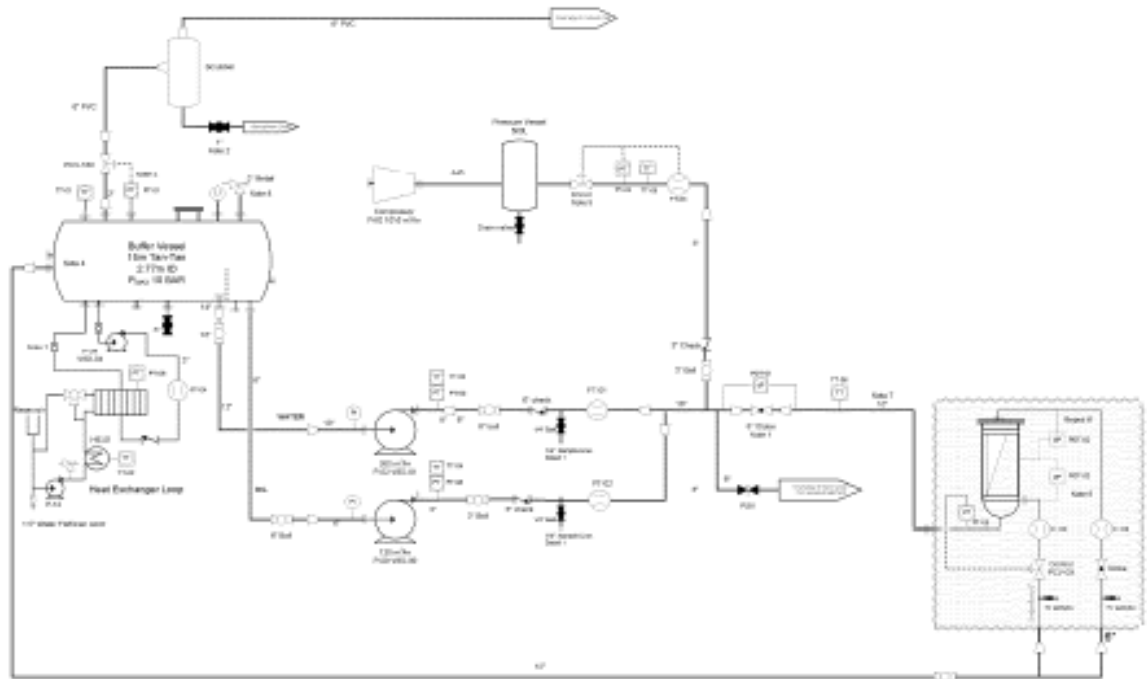
**Tabla 5:** Diseño de condiciones para la prueba

	<b>Prueba de referencia una sola línea</b>	<b>Prueba a gran escala</b>
<b>Velocidad del agua</b>	16 m3/h	320 m3/h (16 m3/h por línea)
<b>Velocidad del aceite</b>	4 m3/h	80 m3/h (4 m3/h por línea)
<b>Velocidad del gas</b>	2.2 Am3/h ( 10% GVF)	44 Am3/h (10% GVF)
<b>Aceite modelo</b>	Exxsol D60. 791 kg/m3	Exxsol D60. 791 kg/m3
<b>Gas</b>	Aire	Aire
<b>Salinidad</b>	49 mg/l (NaCl)	49 mg/l (NaCl)
<b>Presión</b>	5 bar	5 bar
<b>Temperatura</b>	22 °C	24-27°C
<b>Válvula de caída presión</b>	0.25 bar	0.50 bar

Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013 (editada)

El circuito P&ID de la prueba a gran escala se muestra en la figura 23. Aceite, agua y gas son circulados a altas velocidades volumétricas y alimentadas a un deshidratador en línea que es indicado en la caja gris a la derecha. El aceite y agua son tomados de un recipiente retenedor grande y se distribuyen a través de una bomba de aceite y agua, respectivamente. Las velocidades de flujo volumétrico son medidas y la muestra de aceite y agua son tomadas para investigar la calidad de cada corriente por individual (ver figura 7). El agua y el aceite se recombinan aguas abajo. El gas del compresor es introducido aguas abajo después de la combinación de agua y aceite (ver figura 7). El caudal de gas es medido antes de mezclarse con el flujo multi-fásico. Una válvula de globo de 8 pulgadas aguas arriba del deshidratador en línea puede ser cerrada para aplicaciones adicionales del flujo multi-fásico de aceite, agua y gas con el propósito de crear el reto de más condiciones de separación. Cerrando esta válvula se tiene una influencia en el diámetro de las gotas de aceite y de gas. A continuación el flujo es separado en el deshidratador en línea, en una corriente de agua con bajo contenido de aceite y una corriente de aceite con bajo contenido de agua y gas. Para la prueba la presión en la entrada fue necesario controlarla, por lo tanto la válvula de control a la salida fue usada para regular la presión de entrada. Una válvula manual a la salida fue usada para controlar el agua removida (que es una relación entre el DPR y el caudal de salida). Las válvulas de muestra están disponibles a la salida de las líneas así como en la entrada del deshidratador en línea con el propósito de obtener una buena determinación en el rendimiento de la separación. Después el aceite, el agua y el gas son recombinadas y retroalimentadas al buffer. El buffer es operado típicamente entre el rango de 2-4 bar, y el gas existente se envía a el Scrubber. Un circuito de intercambiador de calor esta solo presente para regular la temperatura. Una imagen del deshidratador en línea en el circuito de prueba es mostrada en la figura 6. Un recipiente vertical que contiene 20 líneas del deshidratador en línea y el gran buffer pueden solo ser visto en el fondo.

**Figura 22:** Circuito P&ID de la prueba a gran escala



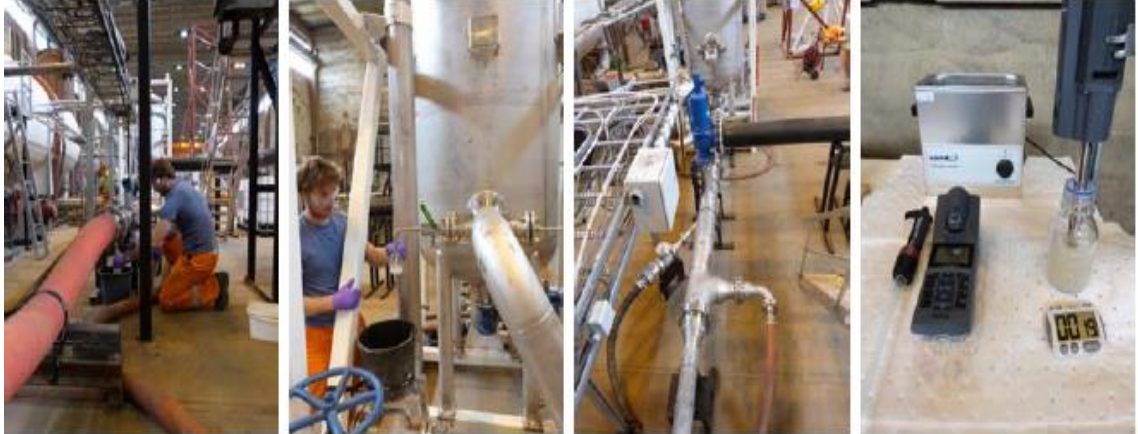
Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013

**Figura 23:** Prueba a gran escala del deshidratador en línea; Izquierda: imagen de la prueba circuito en Drammen los elementos y direcciones de flujo son mostrados; Derecha: recipiente deshidratador en línea a gran escala con entrada lateral y entrada en fondo.



Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013

**Figura 24:** Imagen del circuito de prueba. Extremo izquierdo: punto de muestreo en la línea de agua. Segundo por la izquierda: punto de muestreo de la salida de agua. Segundo por la derecha: aceite (línea roja), agua (tubería de acero), gas (manguera negra). Extremo derecho: herramientas de muestreo para el análisis por ejemplo temporizador, baño de ultrasonidos, medidor de turbidez.



Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013

**Figura 25:** Configuración con entrada en fondo (izquierda). Configuración con entrada lateral con tubo perfilada aguas arriba (derecha).



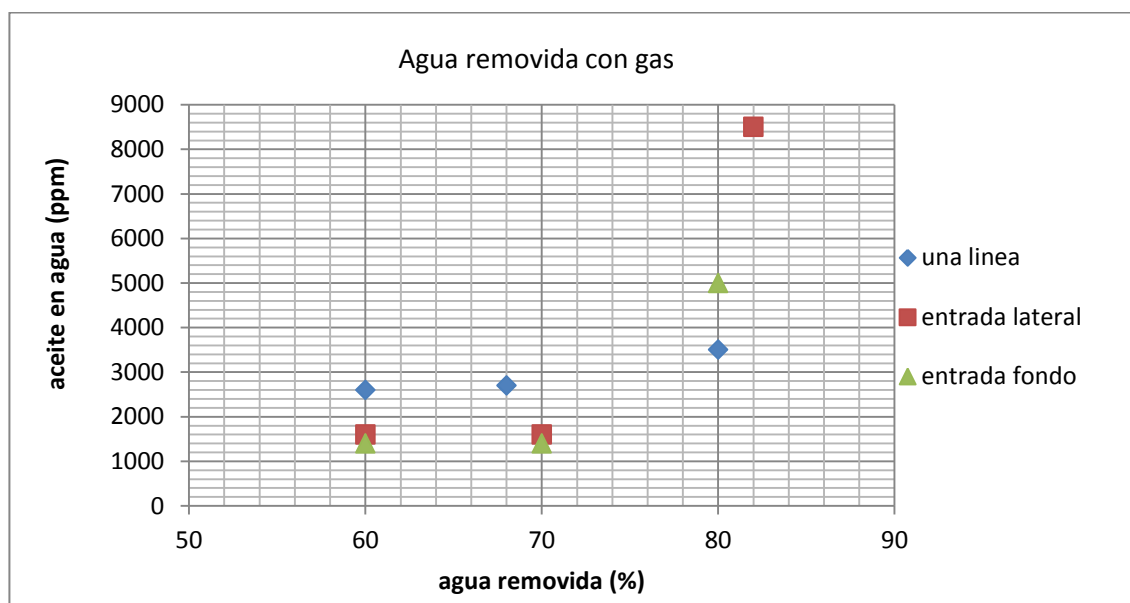
Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013

En el siguiente párrafo los resultados de la prueba son presentados. El aceite en agua es mostrado en ppm (mg/l), otros trabajos son mostrados como unidad de masa de aceite por unidad de volumen de agua. La matriz de prueba fue desarrollada con éxito en dos semanas. Durante esta prueba las muestras fueron tomadas y analizadas y en cada día una prueba referente se llevó a cabo dos veces con el propósito de investigar la reproducibilidad. La prueba de referencia se llevó a cabo con una velocidad de flujo de  $QL = 400 \text{ m}^3/\text{h}$  (20  $\text{m}^3/\text{h}$  por línea), corte de agua del 80%, agua removida del 60%,  $GVF = 10\%$ , presión de 5 bar y DP del equipo de 0.5 bar, temperatura entre 24-27 °C. Se encontró que la calidad del agua en el deshidratador en línea variaba entre 1000 y 1700 ppm, mientras que en el buffer la calidad de agua estaba entre 1500 ppm y 1300 ppm. Se concluyó que la reproducibilidad de la prueba fue bastante buena y que fue posible investigar tendencias para cambiar los parámetros, tales como el caudal de flujo, corte de agua, contenido de gas, agua removida y presión de entrada. Una selección de resultado se presenta en el subsecuente párrafo. Aquí las condiciones de prueba de referencia de una sola línea son señaladas en azul, la prueba a gran escala con entrada en el fondo se señala en rojo y la prueba a gran escala con entrada lateral se señala en verde.

La prueba de remoción de agua con gas es mostrada en la figura 9, donde una interesante tendencia puede ser observada. Principalmente el agua removida es un poco más rápida en la prueba a gran escala específicamente con entrada en el fondo, además en presencia del gas la prueba a gran escala produce mejor calidad de agua que el que fue observado en la prueba de una sola línea. Esto no fue lo que se esperaba, pero esta es una tendencia constante que también se ve en resultados de otras pruebas. La razón de esto no es clara, sin embargo la principal conclusión es que no hay una significativa mala distribución de gas en la prueba a gran escala, ya que si estuviese presente una clara reducción en el rendimiento de la separación habría sido observada. Es interesante ver que el diseño con entrada lateral consecuentemente supera el diseño con entrada en fondo, aunque generalmente por un pequeño margen.

Es necesario enfatizar en que un recipiente con internos sencillos se utilizó en el interior de un recipiente de deshidratación que debería ayudar a la creación de una distribución homogénea de gas a través de las líneas. El hecho que los resultados de la prueba con la entrada lateral son mejores podría ser en parte por la forma del tubo agua arriba (ver figura 8), en que potencialmente algo de separación pudo ocurrir.

**Grafica 5:** Prueba de agua removida con una sola línea, prueba a gran escala con entrada en fondo y prueba a gran escala con entrada lateral.

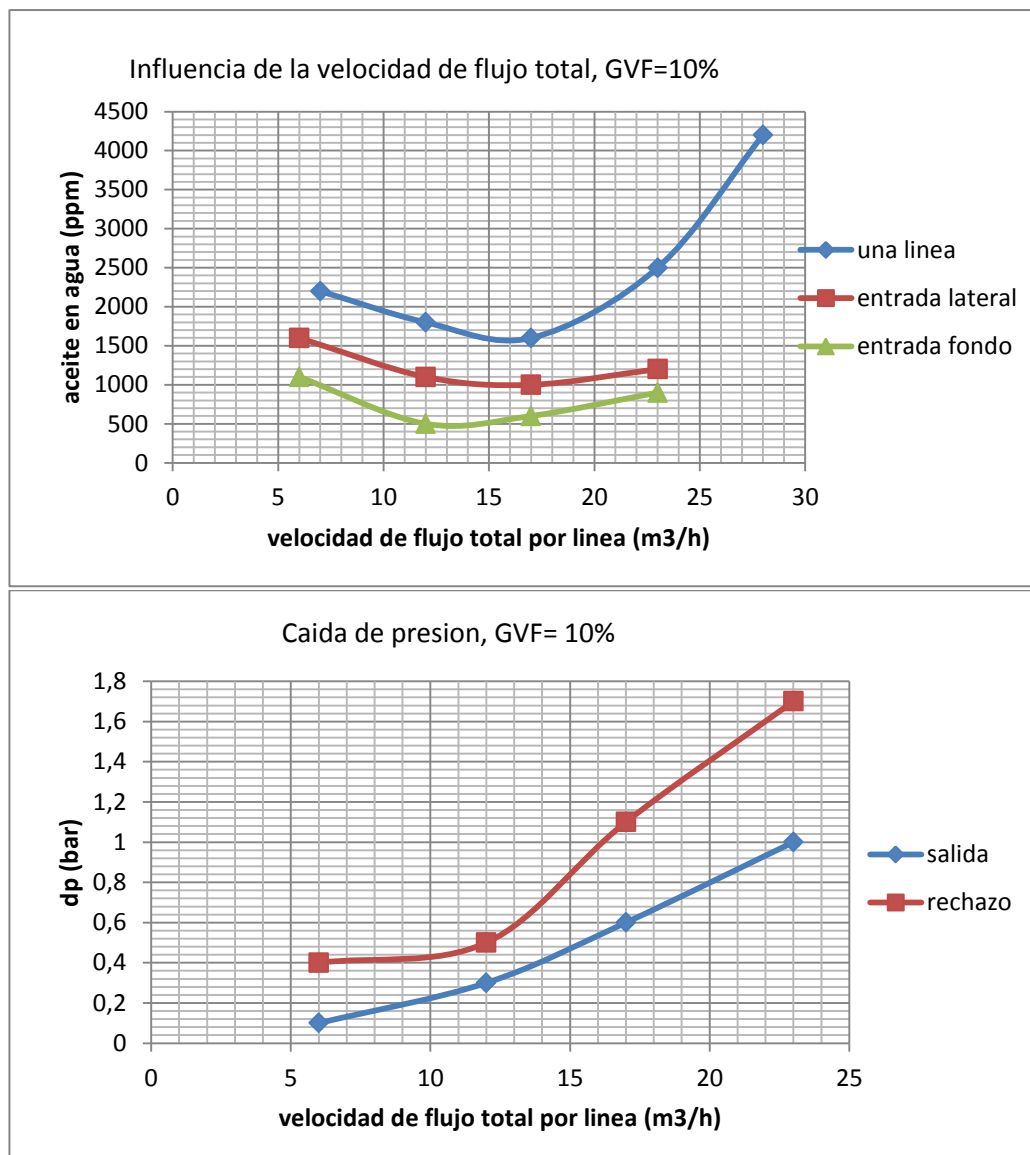


Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013 (editada)

La siguiente variable a investigar fue la influencia de la velocidad de flujo para un GVF = 10% constante, se observó que los resultados en la prueba a gran escala son mejores que la prueba con una sola línea, especialmente con la prueba de entrada lateral, además también se observa que hay un óptimo rendimiento en la separación alrededor de una velocidad de 15-17 m<sup>3</sup>/h. Esta optimización ocurre ya que hay un balance entre la velocidad por la línea, tiempo de retención y aceleración centrípeta generada en el separador de ciclón. Los efectos de la velocidad y el tiempo de retención conducirán a reducir

el rendimiento para incrementar la tasa de flujo. El balance entre estos efectos conduce al óptimo observado. También significa que la deshidratación en línea tiene una buena cobertura y dependiendo de la exigencia tiene un amplio rango de operación con respecto a la velocidad de flujo.

**Grafica 6:** Pruebas en las velocidades de flujo para una línea y gran escala con entrada lateral y entrada en fondo. Corte de agua = 80%, agua removida = 60%,  $P_{entrada} = 5\text{bar}$ ,  $GVF = 10\%$ ,  $T = 22/24-25/27\text{ }^\circ\text{C}$ , caída de presión = 0.25/0.5/0.5 bar, aceite en agua = 100-300/200-3000/200-4000. Izquierda: rendimiento de la separación; derecha: caída de presión para la prueba a gran escala con entrada en fondo.

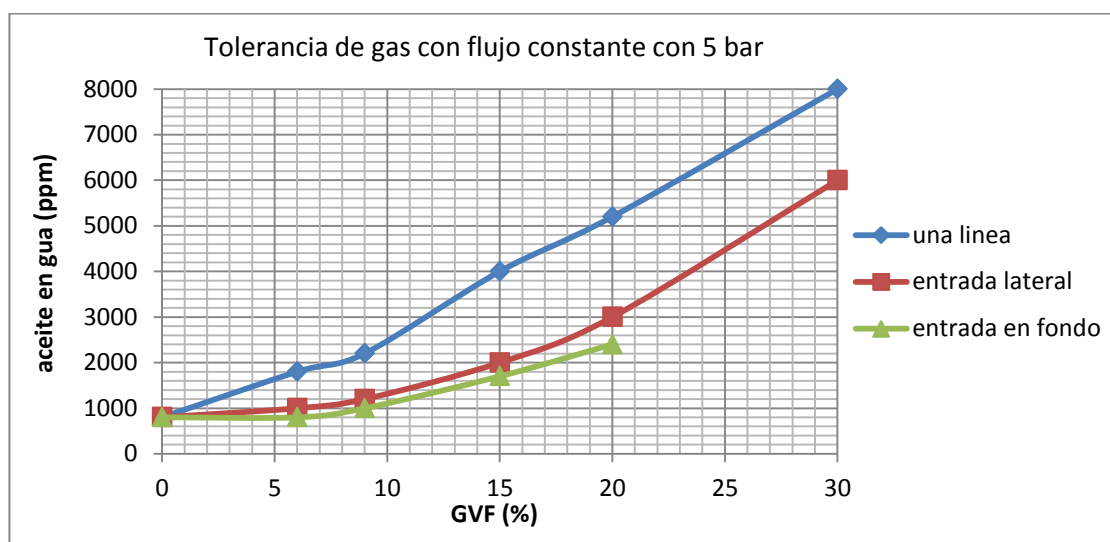


Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013 (editado)

Es importante notar que los cambios del rendimiento en la separación no solo cambian con las velocidades de flujo, sino que también con las caídas de presión a través del deshidratador en línea. Para la mayoría de ciclones la caída de presión es una escala cuadráticamente con la velocidad de flujo como es ilustrado para la prueba a gran escala. La caída de presión también incluyó algunas tuberías aguas abajo con codos, por lo tanto algo mayor de lo que normalmente sería.

El principal propósito de la prueba a gran escala era investigar la tolerancia de gas como fue mencionada en la introducción. El efecto del gas en el rendimiento total es discutido en el subsecuente párrafo. La velocidad del gas era variante mientras que la velocidad del líquido era mantenida constante y los resultados muestran una clara reducción en el rendimiento de la separación con incrementos de GVF. Este es principalmente el caso de la prueba de una sola línea. Las pruebas a gran escala parecen sufrir de menor incremento de GVF, como era visto anteriormente, los mejores resultados son obtenidos con la prueba de gran escala con entrada lateral.

**Grafica 7:** Prueba gas de tolerancia con flujo constante para una línea y a gran escala con entrada lateral y entrada en fondo. Caudal de líquido por línea= 20 m<sup>3</sup>/h, corte de agua= 80%, agua removida= 60%, P<sub>entrada</sub>= 5bar, T= 22/26/28 °C, DP= 0,25/0,5/0,5 bar, aceite en agua= 100-300/2000-5000/2000-4500 ppm.

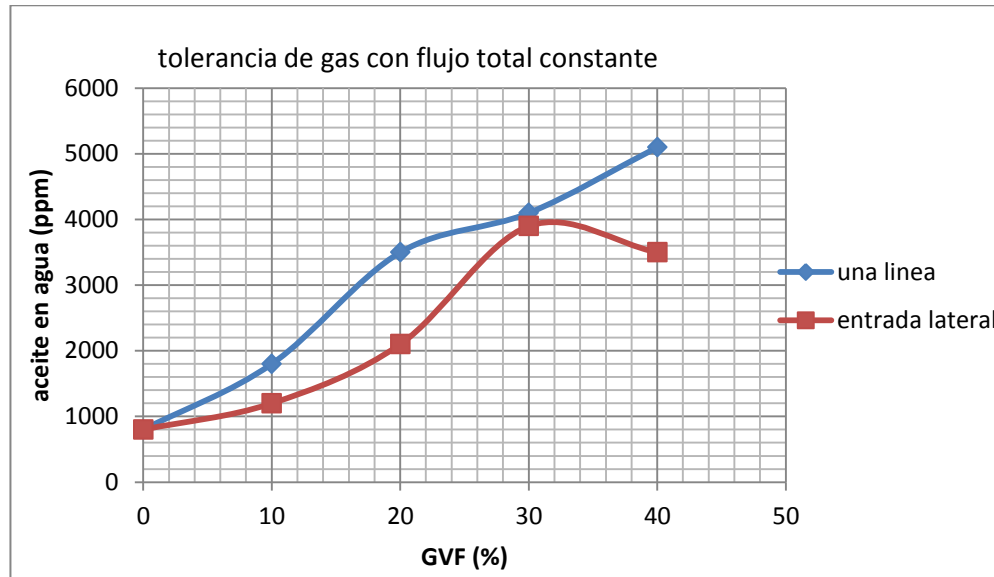


Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013 (editado)

El incremento de la velocidad del gas con la velocidad de líquido constante no solo conduce al aumento de GVF sino que también incrementa la velocidad de flujo total por encima de los 20m<sup>3</sup>/h como es el caso aquí, conduciría a la reducción en el rendimiento de la separación (ver figura 10). Esto significa que hay dos posibles razones de la reducción observada en el rendimiento, el incremento de GVF, y/o el incremento de la velocidad de flujo total. Para esta investigación pruebas adicionales fueron hechas donde el GVF una variable, y la velocidad de flujo total era una constante. Los resultados son mostrados en la figura 12 donde se observa que aunque la velocidad de flujo total es mantenida constante el rendimiento todavía se reduce con incrementos de GVF aunque el efecto es reducido ligeramente. Como fue visto en la anterior figura, el efecto es mayor para la prueba de una sola línea que las pruebas a gran escala.

Una conclusión importante es que para el resultado de la prueba a gran escala el rendimiento es solo reducido ligeramente con incrementos de GVF hasta el 10 %. Por lo tanto en ciertas aplicaciones puede ser aceptado para operar con un máxima de 10 % de GVF, pero en otras aplicaciones podría incluso ser aceptado para trabajar con el 30 % de GVF, dependiendo de la calidad de separación requerida para la aplicación. Sin embargo un buen objetivo para el diseño y así optimizar el rendimiento del deshidratador en línea sería apuntar a un máximo de 10 % de GVF. En el caso para grandes contenido de gas especialmente para GVF mayores de 50% es fuertemente recomendable incluir un separador gas/líquido aguas abajo, este puede ser un separador compacto como lo es un PhaseSplitter en línea.

**Grafica 8:** Prueba tolerancia de gas con flujo total constante para una línea y a gran escala con entrada lateral caudal total= 20 m3/h, corte de agua= 80%, agua removida= 60%, Pentrada=5 bar, T= 22/24-26°C, >DP= 0,25/0,5 bar, aceite en agua= 100-300/1000-4000 ppm.



Fuentes: R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013 (editada)

La calidad del agua en la calificación de la prueba a gran escala son generalmente altas con 500 ppm de aceite en agua, mientras que en muchas pruebas offshore en el campo Gullfaks estuvieron por debajo de los 500 ppm. Las altas concentraciones relativas de aceite en la prueba a gran escala son debido al hecho de que el aceite modelo es usado a temperaturas significativamente más bajas (25 vs 60) donde reduce la eficiencia de la separación. La presión de entrada también fue diferente. Pruebas anteriores realizadas en las facilidades de la Statoil en Porsgrunn, así como los resultados de las pruebas offshore han demostrado que si el aceite crudo es usado a temperaturas más elevadas menor aceite en agua se puede lograr.

En resumen la prueba a gran escala del deshidratador en línea fue entre junio/julio de 2012 en las instalaciones de prueba de la FMC en Drammen con fluidos modelos (Exxcol D60 y aire). Las conclusiones de la prueba son resumidas a continuación.

- No se observó una distribución normal al paso por la unidad de gran escala
- No se observó reducción en la calidad de agua al pasar de una línea a la unidad de gran escala
- El gas presente reduce la calidad del agua, pero con un impacto mínimo con menos de 10 % de GVF
- La entrada lateral y la entrada en fondo para la unidad a gran escala dio resultados similares
- En general mayores valores de aceite en agua fueron observados en la prueba a gran escala (bajo condiciones de modelo) que para las pruebas costa afuera. Esto fue causado por diferencias en temperaturas y presiones y el uso de un fluido modelo
- Los datos del rendimiento de gran escala mostraron tendencias similares como se observó en la prueba con una sola línea con respecto a agua removida, velocidad de flujo, corte de agua, presión de entrada y contenido de gas (GVF).

- **Resultados**

En este Paper la calificación del deshidratador en línea a gran escala es presentada. La principal actividad discutida son las pruebas costa afuera de una sola línea en el campo Gullfaks en diciembre de 2010 y las pruebas a gran escala entre junio y julio de 2012. La calificación del trabajo demostró que el deshidratador en línea podría separar agua con una calidad por debajo de 500 ppm de aceite en agua a baja caída de presión (1 bar). La tecnología puede manejar hasta un 10 % de GVF con solo una pequeña reducción en la calidad de agua. Basado en la calificación del trabajo la tecnología es considerada lista para la implementación en Statoil basado en un gran número de pruebas hechas en el periodo de 2008 a 2012. Una gran base de datos está disponible, que van desde pruebas con aceites livianos a aceites muy pesados. Basado en esta base de datos un modelo de predicción de la separación ha sido realizado,

lo que puede dar a una buena indicación en el rendimiento de la separación bajo condiciones específicas.

- **Valoración de las condiciones para la tecnología deshidratador en línea**

<b>CONDICIONES</b>	<b>DESHIDRATADOR EN LINEA</b>	<b>DESCRIPCION</b>
Financieras	Regular	No se ofrece un valor de la tecnología ya que solo fue una prueba en el laboratorio aunque garantiza menos aceite en el agua sumando así más recobro
Operativas	Excelente	Permite el descongestionamiento de flujo que no ofrece un convencional de esta forma le hace frente al incremento de agua de producción A mayor velocidad de flujo mejor optimización en la separación
Posicionales	Excelente	Para el estudio se ubicó agua abajo de un separador de prueba, pero es aplicable para separar agua de una corriente multi-fásica en instalación offshore
Dimensionales	Excelente	Es una unidad sin partes móviles que se ubica en las mismas líneas de flujo de una corriente de pozo
Fluido	Regular	Aunque no se utilizó el crudo del campo la corriente de agua separada logro una concentración de 500 ppm de aceite sin embargo la presencia de gas alterara la calidad de separación

Fuentes: autor

### **3.4 SUBSIS: PRIMER SISTEMA DE SEPARACION E INYECCION EN EL MUNDO**

Separación submarina y sistema de inyección de ABB\*, se desarrolló para incrementar el recobro de crudo y mejorar la economía de los campos de petróleo y gas costa afuera y al mismo tiempo tener un impacto positivo en el medio ambiente. La tarea clave de SUBSIS es separar el agua en grandes cantidades de una corriente de flujo y tratarla, ya sea para la descarga en el mar o la reinyección en el yacimiento. Una planta piloto a gran escala se instaló en el campo TROLL de Norsk Hydro, en el Mar del Norte, en 1999. ABB ya está planeando una planta de proceso submarinos de nueva generación, con el objetivo de producir directamente a la instalación en superficies costa adentro.

Existen fuertes indicios de que la industria tradicional de petróleo y gas en alta mar ha madurado considerablemente; existen varios desarrollos de campos que ya han pasado la meseta de la producción, mientras que los nuevos hallazgos parecen cada vez más difíciles de explotar. Por lo general, varios campos maduros producen grandes cantidades de agua de formación. Contrarrestar esta tendencia es una campaña importante para aumentar la vida útil del campo, utilizar la infraestructura existente mejorara el aprovechamiento de los yacimientos. Por otro lado, nuevos desarrollos están diseñados para un más alto recobro de hidrocarburo.

El aumento del recobro es una de las fuerzas principales que impulsan el mercado hoy en día. La separación submarina de tres fases, con reinyección de agua y/o gas es potencialmente considerable para aumentar el recobro y mejorar la economía de campos submarinos sobre su ciclo de vida. Los sistemas también ofrecen potencial para una reducción sustancial en el impacto ambiental de la producción de petróleo y gas.

- **Programa piloto troll ( contrato)**

En enero de 1996 ABB lanzó un proyecto de desarrollo, llamado Separación Submarina y Sistema de Inyección (SUBSIS), con un presupuesto total de más de \$ 10 millones.

El proyecto comenzó como un denominado Proyecto de Alto Impacto o HIP por sus siglas en inglés. En el inicio los principales participantes fueron **ABB Marino Tecnología** y **ABB Corporate Research en Noruega**, otros socios, como **ABB Seatec** y **ABB Industry**. Como resultado de este primer contrato comercial del mundo para un sistema de este tipo, el proyecto piloto Troll de separación submarina fue otorgado por Norsk Hydro en junio de 1997, con entrega prevista para finales de 1999. El contrato, que vale \$ 25 millones, también incluye opciones para otros seis sistemas. La mayoría de las principales compañías petroleras internacionales están evaluando la separación submarina que se ha estado empleando y los nuevos desarrollos de campo.

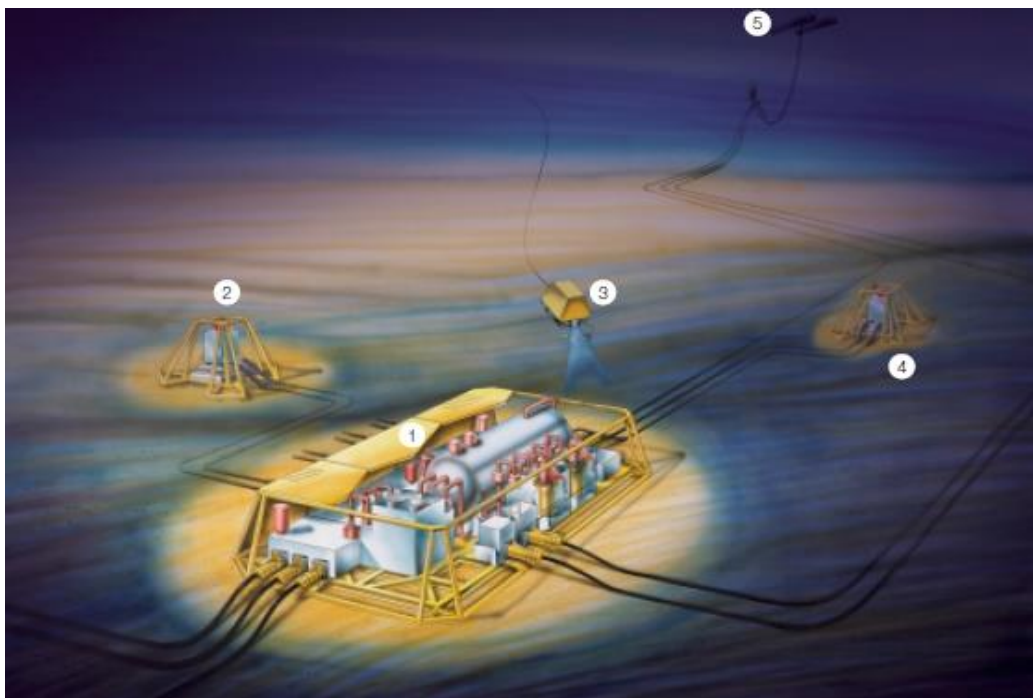
Este proyecto y el trabajo asociado han llevado a la creación de un nuevo grupo empresarial dentro de **ABB Marino Tecnología** centrándose en procesamiento submarino y tecnologías relacionadas. **ABB Corporate Investigación** actúa como una tecnología en sociedad a estas actividades comerciales. El proyecto, así como las discusiones con varios posibles futuros clientes han revelado que la complejidad de tales sistemas en el futuro exigirá completamente nuevos y ultra-fiables que cubran la tecnología, entre otras áreas, la separación, compresión de gas, control del proceso de separación y distribución de la energía de alta tensión submarina.

- **Ventajas del procesamiento submarino**

El desarrollo del campo Futuro presentará nuevos desafíos debido al aumento del agua a profundidades y distancias más largas a la infraestructura. Un

contenido de agua tan alto como 90% en la corriente de flujo, las demandas de mejora de la explotación del yacimiento y, no menos importante, el aumento de la conciencia ecológica y la más estricta legislación destinada a proteger el medio ambiente, llaman para el pensamiento innovador y nuevas soluciones.

**Figura 26:** Diseño para incrementar el recobro de campos costa afuera de aceite y gas (SUBSIS)



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway.

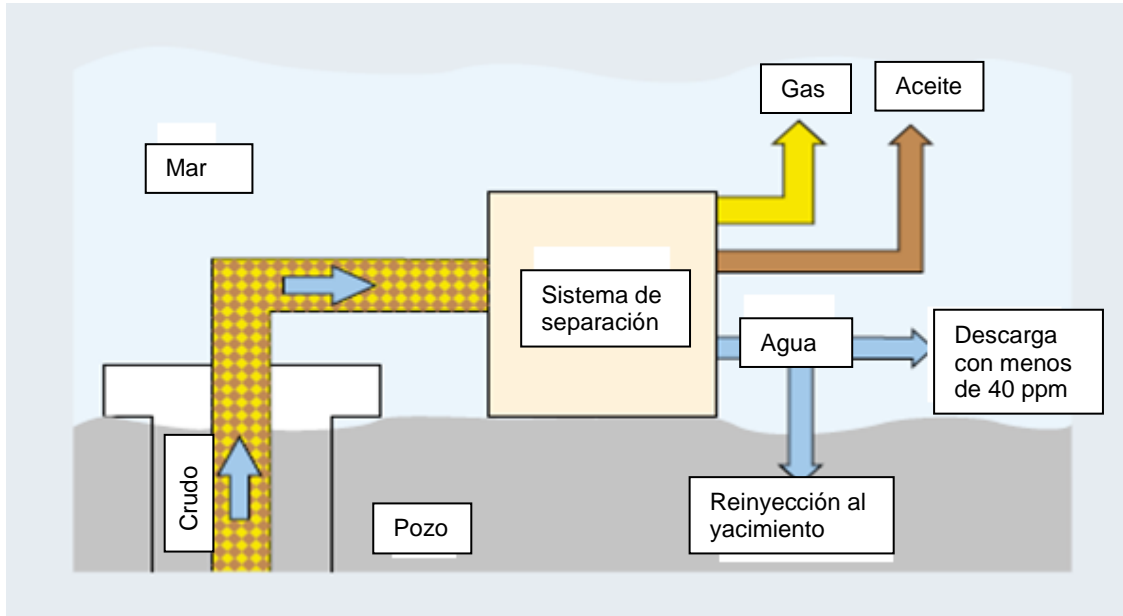
- |                                   |                                      |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| 1. SUBSIS                         | 4. Pozo de inyección de agua         |
| 2. Pozo en producción             | 5. Plataforma flotante de producción |
| 3. Vehículo de operación a remoto |                                      |

En este contexto SUBSIS ofrece en su conjunto una gama de beneficios:

- Aumento de 3% a 6% en la recuperación de petróleo y gas, logrado mediante la reducción de la contrapresión (se elimina el agua en boca de pozo), aumentando la inyección de agua.

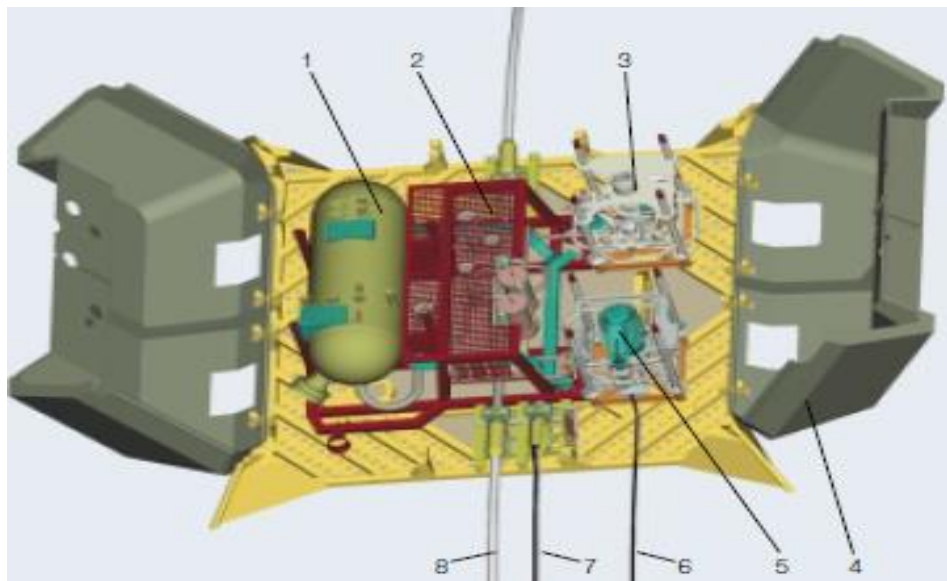
- Mejora las condiciones de transporte por tuberías, obtenido mediante la eliminación de agua de la corriente de flujo. Se evita problemas como la formación de hidratos y slugging al transporte multi-fásico. El flujo es más estable y el volumen transportado puede ser reducido, lo que permite tamaños de tuberías más pequeñas o un aumento de capacidad.
  
- Reducción del impacto ambiental, presentado al reducir el consumo de energía, productos químicos utilizados para inhibir corrosión, hidratos, cera etc., en el sistema de transporte y prevención de la contaminación causada por el agua producida, donde es reinyectada en el yacimiento. Se ha estimado que la cantidad de agua contaminada producida en la plataforma noruega aumentará de 40 millones ton/año en 1996 a unos 120 millones ton/año en 2000 aproximadamente.
  
- Mejora de la seguridad para el personal; todo el sistema se hace funcionar de forma remota en condiciones normales de servicio, no se necesitan personal de la obra eliminando la necesidad de transporte de personal.
  
- Reducido tamaño y costo de las nuevas plataformas y flotadores, eliminando separación costosa de agua en la parte superior, el tratamiento y sistemas de inyección.

**Figura 27:** Sistema de separación del agua en grandes cantidades, tratamiento para la descarga en el mar o la reinyección en el yacimiento



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway.

**Figura 28:** Diseño típico subsis en una plantilla submarina estándar



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway.

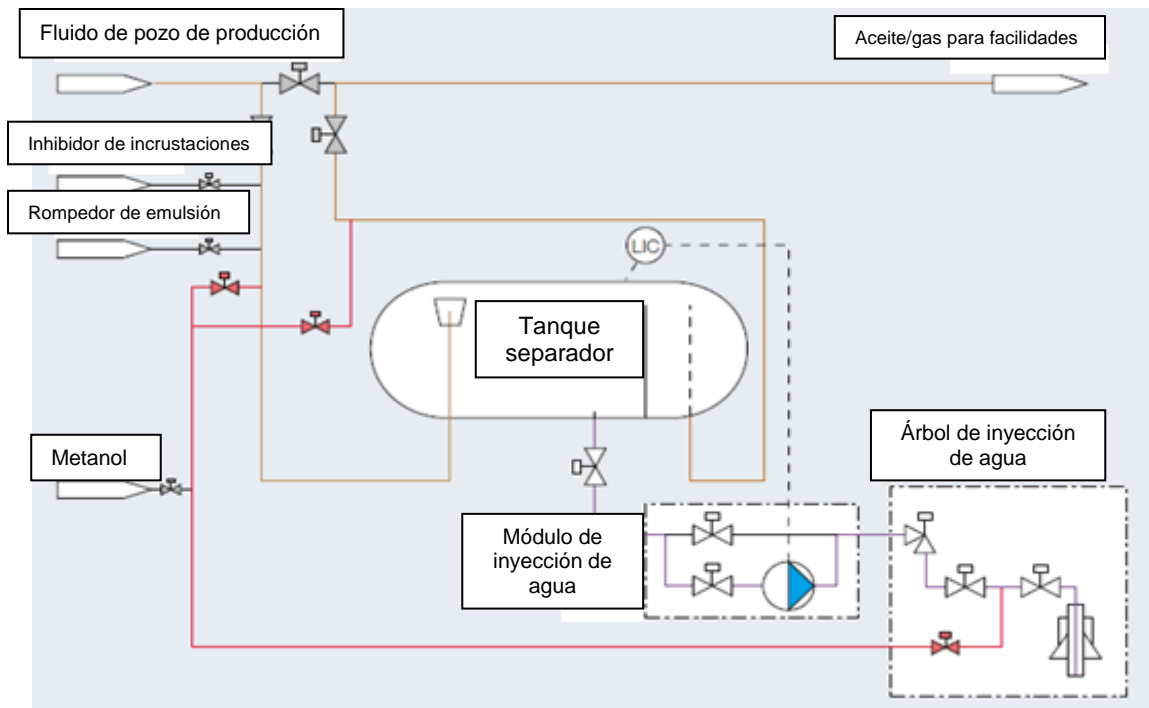
1. tanque separador
2. Múltiple, bajo rejilla
3. Árbol de la inyección de agua
4. Cubierta
5. Bomba de inyección de agua
6. Cable alimentador de alta tensión
7. Umbilical de control
8. Línea de flujo

- **Principios técnicos**

**General:** El proyecto fue concebido para SUBSIS resolver los problemas planteados por las grandes cantidades de agua de formación contaminada producido por campos submarinos maduros y grandes nuevos hallazgos. La corriente de pozo se define como la mezcla de fluido que viene directamente del yacimiento. Una composición de múltiples fases, donde se incluyen varios componentes como aceites ligeros y pesados, de gas, condensado, agua, arena, minerales, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, así como también los productos químicos que se utilizan para estimular el yacimiento y mejora el flujo. La tarea clave de SUBSIS es separar el volumen de agua de la corriente de pozo, tratarla, ya sea para descarga en el mar o reinyección en el yacimiento. El sistema considerado altamente modularizado, puede ser recuperado por separado para mantenimiento en la superficie.

**Diseño de procesos:** El principio de separación utilizado es separación por gravedad, que también sirve a los efectos adicionales de separación de gas y arena, lo que resulta en un proceso de separación de cuatro fases. La separación por gravedad tiene lugar en un tanque grande con 10 m de largo y 3 m de diámetro que contiene un sistema de internos especialmente diseñados. El tanque consiste en una parte cilíndrica principal con dos cubiertas de extremo hemisférico y perforaciones para la instrumentación de tuberías. En principio, el separador es similar a la primera etapa de los procesos de facilidades existentes, pero trasladado al lecho marino.

**Figura 29:** Sistema de proceso de SUBSIS



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway.

La función de las partes internas es mejorar y acelerar el proceso de separación para encaminar el petróleo, el gas y el agua a los dispositivos de salida dedicados al transporte además de impulsar el fluido. Nuevos e innovadores arreglos de entrada y salida se han desarrollado por SUBSIS; estos diseños han hecho posible utilizar placas coalescedoras que normalmente son usadas en un separador para mejorar cada gota de formación de aceite y agua.

Un nuevo dispositivo de entrada, llamado semiciclón, es de especial interés (figura 5), al reducir gradualmente el impulso del gas/mezcla líquida, evitando la formación de pequeñas gotas. El gas pre-separado sale en la fase de gas en la parte superior. La mezcla de aceite y agua se alimenta a él separador por debajo de la superficie del líquido, es decir, en la fase acuosa. La velocidad de salida del líquido es muy baja, evitando de este modo una mezcla no deseada.

Sistemas especiales para la recolección y desecho de la arena producida también han sido desarrollados. Además, el sistema está equipado con un sistema de inyección de productos químicos. Tales productos químicos típicos son:

- El metanol, para la inhibición de hidratos e igualación la presión antes de abrir las válvulas.
- Inhibidores de incrustación y ceras.
- Rompedores de emulsión, para romper emulsiones estables de agua en aceite.
- Inhibidores de asfáltenos.

**Figura 30:** Nueva entrada del separador hidrociclón

1. Aceite/Agua/ Gas

2. Gas

3. Aceite y Agua



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway.

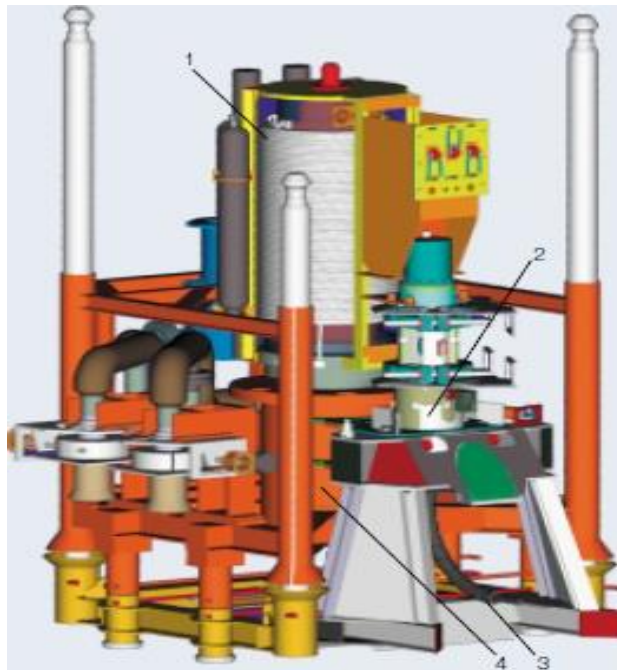
- **Eliminación de agua producida**

En los desarrollos de campos tradicionales la producción el agua es transporta de nuevo a la plataforma como una parte de la corriente de pozo para separación, después es llevada con un nivel de 40 ppm de aceite en agua para la descarga en el mar o es tratada para la reinyección en el yacimiento a través de tuberías disponibles. Para este último una limpieza de aproximadamente 1.000 ppm es requerida. SUBSIS permite ambas aproximaciones que se aplicarán en la localización submarina. Las características incluyen:

**Descarga directa al mar:** Para que esta opción sea ambientalmente aceptable, la calidad del agua producida tiene que ser contralada en la posición submarina en tiempo real. Dado que el equipo requerido no está disponible comercialmente, sin embargo un programa de desarrollo independiente se ha comenzado que permitirá la ventaja de tener en cuenta los beneficios de costos evidentes de esta opción.

**Reinyección del agua producida en el yacimiento:** Esto se logra con un módulo de inyección de agua que consta de un motor eléctrico, bomba centrífuga, la instrumentación, las tuberías y herramientas de intervención. Desde el módulo, que es recuperable por separado, el agua se dirige a un árbol con válvula inyectora de agua y luego al yacimiento.

**Figura 31:** Módulo de inyección de agua de subsis para devolver el agua separada al yacimiento



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway.

- |                          |                          |
|--------------------------|--------------------------|
| 1) Motor eléctrico       | 3) Cable de alimentación |
| 2) HV conector acoplable | 4) Bomba                 |

- **Monitoreo del control de lazo cerrado y del nivel**

Los niveles de aceite y agua estable en el separador son necesarios para garantizar las condiciones óptimas y el tiempo de retención requerido para el proceso de separación, además de un flujo de salida estable de agua y de hidratos de carbono. Por lo general, se pueden utilizar dos sistemas de indicador de control diferentes. El sistema actualmente en uso es un sistema de control del nivel de redundancia. En el futuro, un sistema alternativo o de respaldo podría medir la cantidad de aceite en el agua producida. Las características del diseño actual de control de lazo cerrado del nivel del agua a

través de la regulación de la velocidad de la bomba, con base en la información continua y directa de uno de los dos sistemas independientes y físicamente diferentes de monitoreo del nivel del agua montadas cerca de la disposición de salida de agua dentro de los tanques. Físicamente, la velocidad de la bomba se regula mediante un convertidor de frecuencia (accionamiento de velocidad ajustable) instalado en las facilidades de superficie o en instalaciones submarina.

El sistema de control dispone de doble redundancia y está basado en hardware y software estándar ABB Advant. La comunicación entre los componentes electrónicos submarinos y equipos de control en la superficie es a través de un enlace de fibra óptica de alta velocidad y hace uso de protocolos de comunicación ABB Advant. Se puede interactuar con cualquier sistema de control en superficie.

- **Sistema de energía**

El procesamiento submarino requiere maquinaria rotativa con sede en ambientes submarinos para el bombeo, para impulsar y para la compresión. La energía que requiere puede ser de hasta 2 MW por carga, de igual manera también se requiere la regulación de velocidad de la maquinaria rotativa. En subsis, la velocidad se regula mediante un sistema de accionamiento de velocidad ajustable que consiste en convertidores de frecuencia de escalonamiento y reducción. Si sólo hay una carga en todo el sistema se ubicara en la superficie y se conecta la carga por el cable. Si son varias las cargas submarinas a distancias de más de unos pocos kilómetros, se requiere la distribución submarina de la energía debido al costo de los cables de corriente. En tales casos, la mayoría de los componentes están ubicados en el lecho submarino.

- **Proyectos derivados**

Con el fin de proporcionar un sistema de separación submarina completa, ABB necesita cerrar una serie de brechas tecnológicas. Durante el programa de desarrollo, subsis se hizo evidente que las tecnologías necesarias para cerrar estas brechas también darían ventajas competitivas en el mercado. Por lo tanto, se establecieron, vía rápida, subproyectos independientes para desarrollar y comercializar la tecnología requerida. Los tres principales subprogramas fueron:

- Sistema de distribución de energía eléctrica submarina (SEPDIS).
- Conector acoplable submarino de alto voltaje (MECON).
- Sistema de detección de nivel en el separador

- **Sistema de distribución de energía eléctrica submarina (SEPDIS)**

Los proveedores de la industria del petróleo, se ha instado en los últimos años desarrollar soluciones innovadoras y rentables para el procesamiento submarino, en cuanto a bombeo, impulso de flujo y aplicaciones similares que consumen energía. El grado de energía de una bomba submarino, por ejemplo, puede ser de 2 MW o superior. La electricidad ha ganado aceptación como el medio más adecuado para submarinos consumidores, tanto desde una perspectiva técnica y de un punto de vista económico. Varios proyectos de desarrollo se están llevando conjuntamente a cabo por las compañías petroleras y la industria proveedora.

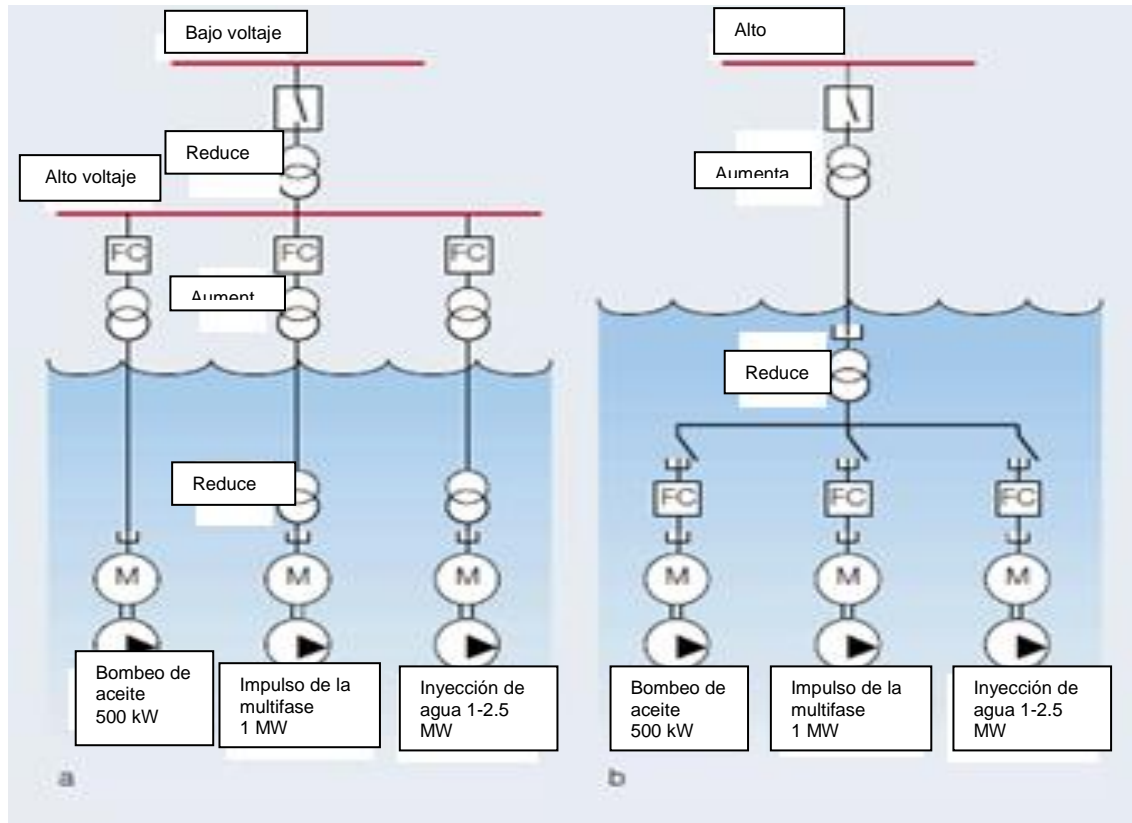
El objetivo del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica Submarina (SEPDIS) es el desarrollo de un sistema eléctrico de suministro y distribución de energía, especialmente para el uso submarino. El sistema se basa en la topología convencional de distribución de energía, además de elementos tecnológicos de transmisión y distribución sectorial. El más importante de los

componentes que se han movido a la instalación submarina son los transformadores, interruptores y convertidores de frecuencia.

En un sistema distribuido en la parte superior, los cables individuales se dirigen hacia cada consumidor de energía y todas las unidades y componentes de distribución estarán ubicadas en la parte superior en una facilidad de acogida. Este sistema cuenta con factores inherentes costo-manejo (por ejemplo, costos de cableado e instalación) y también en cierta medida limitada flexibilidad en términos de distancias y el número de consumidores de energía. Esto dio lugar a la idea de la distribución de energía submarina con un solo cable que sirve a varios consumidores. El reto es adaptar el sistema eléctrico para que funcione con la máxima disponibilidad, mínimo mantenimiento y la vida útil requerida en las condiciones especiales impuestas por la producción de petróleo y gas en aguas profundas.

ABB Offshore Technology y ABB Corporate Research, juntas compañías en un proyecto para desarrollar, diseñar y probar un prototipo a escala real de una unidad completa SEPDIS en el año 2000. Cinco empresas petroleras, además del Consejo de Investigación de Noruega, auspiciaron este proyecto conjunto de la industria. Las actividades actuales se están concentrando en la finalización de la ingeniería de detalle y del arranque en la fabricación de un sistema completo como prototipo a gran escala.

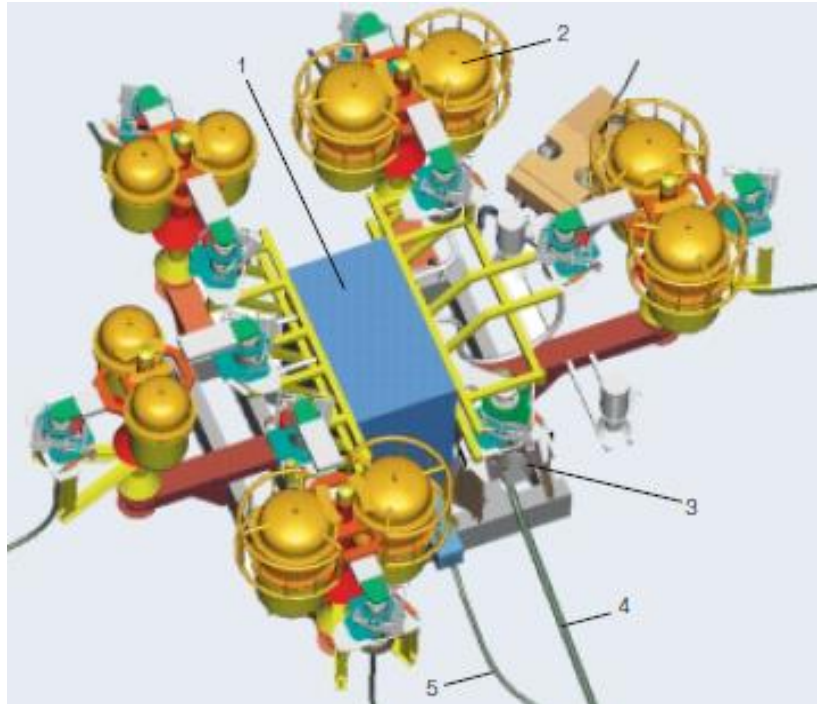
**Figura 32:** Comparación de los principales componentes de un sistema SEPDIS con los de un sistema distribuido en la parte superior. (a) Sistema distribuido parte superior convencional (b) SEPDIS



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway

**Figura 33:** Configuración típica del sistema de distribución de energía eléctrica submarina (SEPDIS)

1. Transformador submarino
2. Módulo de convertidor e interruptor de frecuencia Subsea
3. Conector de MECON
4. Cable de alto voltaje
5. Cable de control



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway

- **Conector acoplable submarino de alto voltaje (MECON).**

Un requisito previo para un sistema de energía eléctrica submarina-distribuida es la capacidad de recuperar y volver a instalar los componentes que necesitan mantenimiento y reparación. Para ello, se requiere que los obturadores eléctricos sean a prueba de agua y conectores de alto voltaje acoplables a zonas húmedas.

Como ninguno de los conectores disponibles en el mercado era capaz de cumplir con las estrictas especificaciones de ABB, se decidió desarrollar una nueva generación de conectores de alta fiabilidad y reparables.

El conector MECON, que fue desarrollado por ABB Offshore Technology y ABB Corporate Research en Noruega, está diseñado para 36 kW, pero ha sido reducida a 12 kW para el campo Troll. A diferencia de otros diseños tradicionales tendrá un ambiente fluido dieléctrico y cuentan con una carcasa totalmente metálica sellada alrededor de los contactos eléctricos.

La tecnología de última generación para la intervención ROV\* submarina se utiliza para las funciones de cierre / apertura. Otra de las ventajas con respecto a otros sistemas es que las piezas de conexión femeninas, incluyendo sellos y componentes sujetos a desgaste, son independientemente recuperable. Estas tres características básicas contribuyen a una alta integridad de la vida de servicio. El primer prototipo a gran escala se está probando en la actualidad y será entregado a Norsk Hydro como parte del contrato piloto Troll.

**Figura 34:** Conector acoplable de alto voltaje submarino húmedo MECON



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway

---

[\*] ROV vehículo de operación remota.

- **Sistema de detección de nivel en el separador**

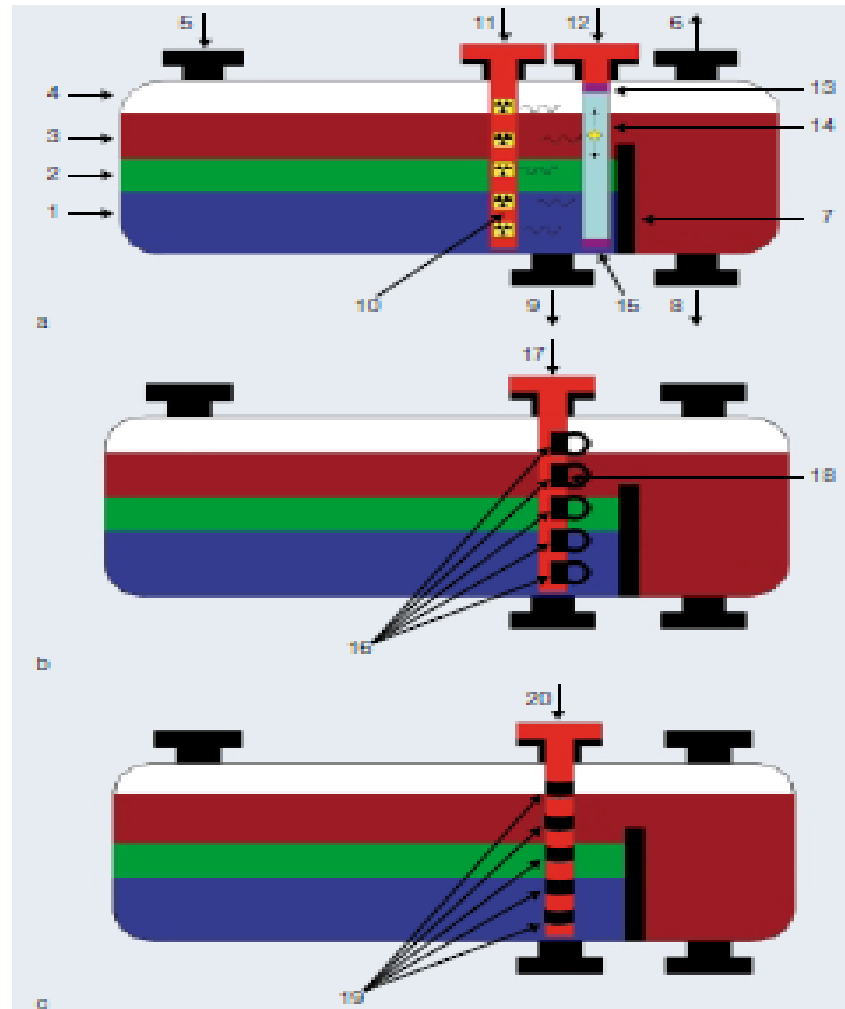
Un sistema de detección de nivel fiable es la clave para la operación eficiente del separador. Sin embargo, no hay tal sistema, adaptado para el uso submarino y la intervención, se encuentra actualmente disponible en el mercado. ABB Offshore Technology y ABB Corporate Research juntos han desarrollado tres conceptos diferentes, que emplean dos principios físicos diferentes (nucleónicos y eléctricos),

Principios operativos de los tres métodos de control del nivel de separador desarrollados para subsis

- A. Nucleónico: Tiempo de medición de vuelos (TOF)
- B. Eléctrico : Medición de inductancia segmentado
- C. Eléctrico: Medición de capacitancia segmentado

- |                                 |   |
|---------------------------------|---|
| 1. Agua                         | 12. Barra detectora nucleónica                    |
| 2. Emulsión                     | 13. Elemento detector 1                           |
| 3. Aceite                       | 14. Barra centelladora                            |
| 4. Gas                          | 15. Elemento detector 2                           |
| 5. Entrada de flujo de procesos | 16. Medición de elementos de espiral devanado     |
| 6. Salida de gas                | 17. Indicador de nivel de inductancia segmentado  |
| 7. Placa vertedero              | 18. Medición de volumen                           |
| 8. Salida de aceite             | 19. Medición de electrodos                        |
| 9. Salida de agua               | 20. Indicador de nivel de capacitancia segmentado |
| 10. Fuente de rayos y           |   |
| 11. Barra de fuente nucleónica  |   |

**Figura 35:** Métodos de control del nivel de separador desarrollados para SUBSIS



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway

### A. Medición nucleónica (Tiempo de Vuelo, TOF)

El principio de monitoreo del nivel con rayos gamma se basa en la medición de la densidad de la mezcla en el interior del separador. El sistema comprende una fuente radiactiva y un sistema detector basado en una barra centelladora que tiene un tubo montado en la parte superior y otro en fondo para detectar la

intensidad de radiaciones en las diferentes posiciones verticales de la barra. El perfil de densidad en el interior del separador se puede deducir de esto.

### **B. Mediciones de inductancia segmentados**

El principio de monitoreo de nivel de inductancia segmentado se basa en la medición de la conductividad eléctrica del líquido circundante (mezcla de aceite / agua). Los claros resultados se obtienen debido a la gran diferencia entre la conductividad eléctrica del agua (aproximadamente  $5 \text{ Sm}^{-1}$ ) y la de petróleo crudo (aproximadamente  $10^{-6} \text{ Sm}^{-1}$ ). La interface entre el agua y el aceite/emulsión se determina mediante la medición de la conductividad en diferentes posiciones verticales en el interior del separador.

### **C. Electrodo de capacitancia segmentada**

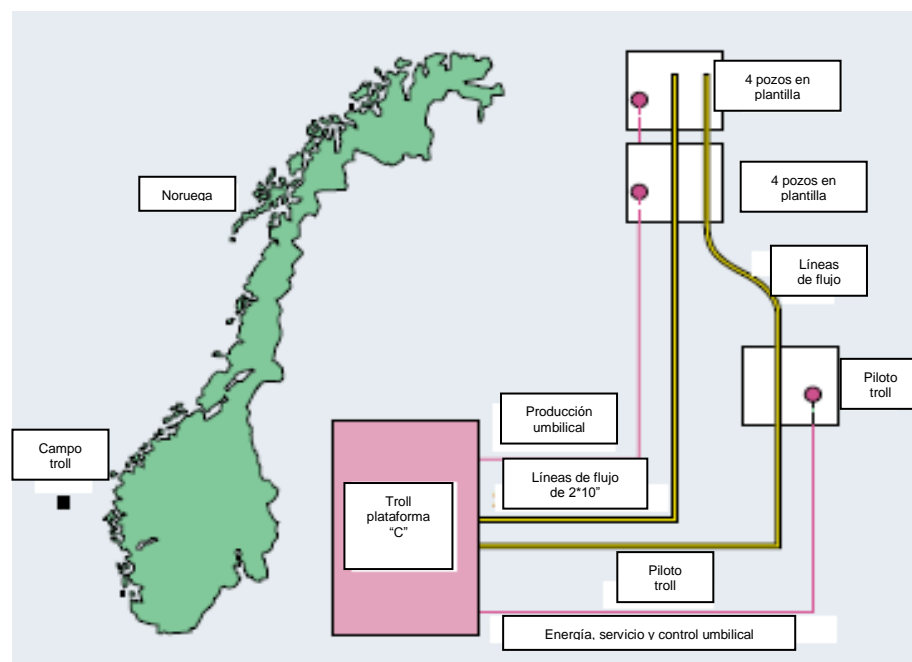
El principio de monitoreo de nivel con barra de capacitancia segmentada se basa en la medición de la permitividad relativa en diferentes posiciones verticales en el interior del separador. Valores de permitividad relativa típicos para el petróleo crudo y agua de proceso son de 2,5 y 70 respectivamente. La interface aceite/agua se encuentra midiendo la capacitancia entre los electrodos adyacentes.

Además, un sensor de nivel nucleónico tradicional en la parte superior se puede adaptar para aplicaciones submarinas. Una combinación de los dos sistemas eléctricos se está desarrollando actualmente. Prototipos de laboratorio de todos los sistemas se han desarrollado y probado.

- **Comercialización de subsis a troll piloto**

La compañía petrolera de Noruega Norsk Hydro reconoció la necesidad de la tecnología submarina descrita en su más grande desarrollo, en el campo Troll, y también identificó un proyecto viable en el que la primera planta de subsis sería utilizada fuera de la línea de crítica como una instalación piloto. El contrato para proveer la primera planta piloto, piloto Troll, y una opción para otras seis plantas comerciales fue emitido mediante una licitación internacional abierta a principios de 1997. El contrato, por valor de \$ 25 millones para la primera entrega, fue adjudicado a la compañía ABB Marino Tecnología en junio de 1997.

**Figura 36:** Distribución en el campo del sistema de separación submarina Troll Piloto



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway

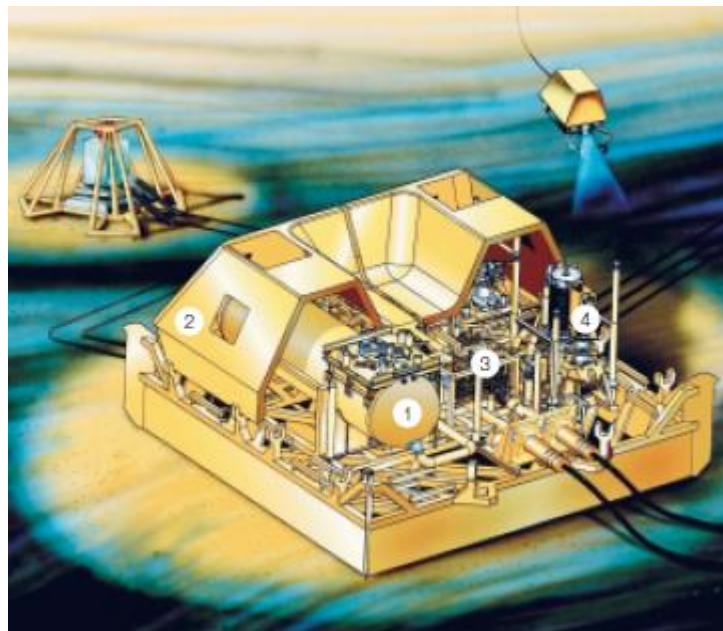
El campo de Troll, ubicado a 100 km al oeste de Bergen, es uno de los yacimientos de gas más grandes del mundo, pero también contiene grandes cantidades de aceite en una capa muy delgada de 10 a 20 m de espesor.

Troll C producirá grandes cantidades de agua desde el primer día sin embargo será una buena economía para producir el aceite más rápido como también producir el gas de otras plataformas donde vendría a reducir la presión del yacimiento.

- **Ensamblaje detallado del sistema de separación submarina troll piloto**

1. Tanque separador
2. Cubierta de protección
3. Colector de Producción
4. Módulo de inyección de agua

**Figura 37:** Sistema de separación submarina troll piloto



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway

El sistema de separación submarina Troll piloto está diseñado para eliminar grandes cantidades de agua de una corriente de pozo de una línea de producción a partir de plantillas S1 y S2, que están vinculados a la plataforma Troll C. La corriente de pozo entra en un separador de gravedad horizontal especialmente equipado, donde se elimina el agua. Petróleo y gas están nuevamente mezcladas en la salida del separador y se transportan a través de la línea de producción en Troll C, mientras que el agua separada es impulsada por la bomba de reinyección para volver a inyectarse en el yacimiento a través de pozos inyectoros disponibles.

El diseño del separador Troll piloto se basa en los siguientes parámetros de diseño:

- Máximo de aceite 6.000 Sm<sup>3</sup>/Day
- Máximo de agua 9.000 Sm<sup>3</sup>/Day
- Máxima de agua inyecta 6.000 Sm<sup>3</sup>/Day
- Máximo de líquido 10.000 Sm<sup>3</sup>/Day
- Máximo de gas 800.000 Sm<sup>3</sup>/Day

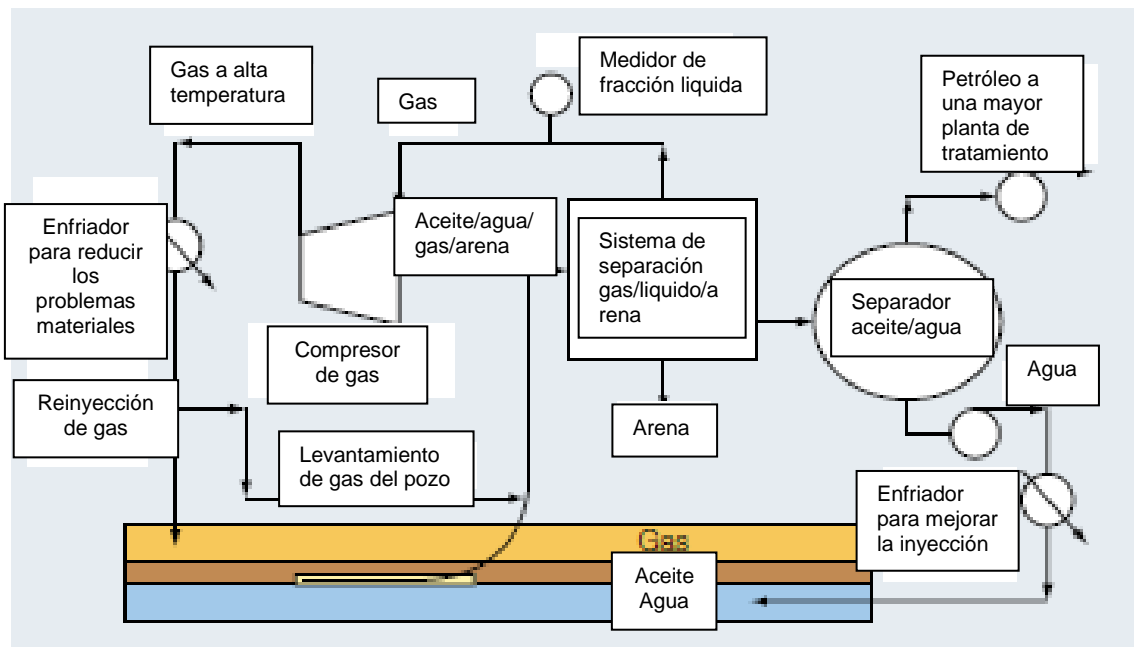
El sistema cuenta con un peso total en el aire de alrededor de 390 toneladas y un espacio que mide 16 m por 16 m. Sus tapas de protección están hechas de un plástico de fibra de vidrio reforzada (GRP) laminado. El tanque separador es de 11 m de largo y está diseñado para una presión interna de 179 bares. Troll piloto representará el primer uso comercial de su conector MECON y un sistema de monitoreo de nivel inductivo. También contará con el primer uso de un sistema de control de lazo cerrado en una zona submarina.

- **Perspectivas**

Subsis marca el inicio de una nueva era en la explotación de las reservas de petróleo y gas, y marcará el principio del fin para muchas de las grandes plataformas marinas y flotadores costa afuera. La tarea principal de una

plataforma costa afuera es tratar la corriente de pozo hidrocarburo multi-fasica de tal manera que pueda ser transportada a través de gasoductos o buques cisterna a un terminal costa adentro. Tal tratamiento básicamente consiste en la eliminación de agua de formación y la arena, la separación de petróleo y gas y su tratamiento a unas condiciones específicas de transporte, además de la regeneración de los productos químicos. El desarrollo de los sistemas de procesos basados en los fondos marinos permitirá a las compañías petroleras minimizar o incluso eliminar de instalaciones de superficie, lo que se consigue un importante ahorro y hacer nuevos campos comercialmente atractivos. La eliminación de las plataformas, o al menos una reducción masiva de su complejidad, obviamente, también tienen un gran impacto en la seguridad personal y la protección del medio ambiente. Además, como se mencionó anteriormente, el procesamiento basado en fondos marinos aumenta la recuperación de un campo dado debido a la reducida resistencia de flujo en los sistemas de tuberías y verticales.

**Figura 38:** Planta para el incremento del factor de recobro en estaciones submarinas (SIORS)



Fuentes: Rune Strømquist ABB Corporate Research Marine Oil & Gas N-1361 Billingstad Norway

La visión de ABB para el futuro es la planta de procesamiento submarino completa, capaz de producir directamente a la terminal costa dentro o a la infraestructura existente a distancia.

Ya existen planes para convertir esta visión en realidad. El título para el proyecto es SIORS, incremento del factor de recobro para estaciones submarinas. Esta planta de procesos submarinos de nueva generación será un sistema modular y autónomo que además de separar activamente agua producida, incluirá subsistemas para lo siguiente:

- Enfriamiento con agua y reinyección
- Separación activa de gas, líquido y arena
- Eliminación de arena
- Medición de la fracción líquida
- Compresión de gas húmedo
- Enfriamiento de gas
- Reinyección de gas o transporte
- Levantamiento de gas
- Control adaptable de lazo cerrado
- Suministro de energía de alta eficiencia

- **Valoración de las condiciones para la tecnología SUBSIS**

<b>CONDICIONES</b>	<b>SUBSIS</b>	<b>DESCRIPCION</b>
Financieras	buenas	Se desarrolló para incrementar el factor de recobro mejorando la rentabilidad de los campos. Además se reduce la inversión en las facilidades para el tratamiento ya que el agua es reinyectado o vertida al mar. Se reduce el uso de material para las tuberías de transporte ya que reduce el flujo por la separación del agua.
Operativas	excelente	Separa grandes cantidades de agua (90%) de la corriente de flujo produciendo así directamente a las facilidades costa adentro Bajo uso de energía No es necesario uso de personal para operar el equipo Son recuperables individualmente para el mantenimiento
Posicionales	Excelente	Se ubica en el fondo marino para tomar la corriente de pozo directamente en la cabeza llevándola por líneas de flujo para su respectiva separación e inyección o vertimiento en el mar
Dimensionales	Regular	Aunque el equipo es por separación por gravedad y con dimensiones de 3 m por 10 m el equipo es ubicado en fondo marino reduciendo espacio en plataformas para el transporte
Fluido	Buenas	Ya que aumenta el factor de recobro el agua cumple con los requerimientos para inyectarla o vertir en el mar

Fuentes: Autor

## 4. TRABAJO EXPERIMENTAL

Con el objetivo de implementar tecnologías de separación avanzada se hace análisis de los parámetros en cuanto a fluido y facilidades de superficie existentes en un campo petrolero en Colombia que por razones de confidencialidad no es nombrado; diferentes quipos de tratamiento de aceite, agua y gas son mencionados con sus respectivos procesos de operación.

### 4.1 DESCRIPCIÓN DE PROCESOS EN UN CAMPO PETROLERO

En la estación del campo se reciben 2 líneas troncales de la formación (A1), conocido como crudo extra-pesado: la troncal Norte y la troncal Sur, y además se recibe crudo de otras formaciones (B1, B2), conocido como crudo liviano. La caracterización del crudo de la formación A1 se muestra a continuación.

**Tabla 6:** Caracterización crudo A1

PROPIEDADES	
Gravedad API	7 a 9
Viscosidad a 86°F	390 577 cP
Asfáltenos	15 %w
Carbón Conradson	18.57 %w
Azufre	3.4 %w
Níquel	121.26 ppm
Vanadio	525.95 ppm
Sodio	95 ppm
NN (mg KOH/g)	0.164
Ceras	2.1 %w
Punto de chispa	30-85°F
Punto de burbuja @ 186 °F	622 Psi
Corte de agua	40-90 % Vol.
Basic Sediment and Water	Agua libre: 50-70 % Vol.
	Agua Emulsionada: 10-20 % Vol.
GOR @ Cond. Estándar (14.7 psi & 60°F)	330 SCF/STB

Fuentes: Ecopetrol (Editada por Autor)

**Tabla 7:** Características del crudo B1, B2

CARACTERÍSTICA	VALOR
°API @60	18.94
Viscosidad, cP	$\mu=47715 \cdot T^{(-1,8661)}$ T= °C
Corte de agua (% bol)	88%
GOR (1) @ Condiciones Estándar (14,7 psi & 60 °F)	12 SCF/STB
Flujo Máximo Producción, BPD	6708
Presión y temperatura en el Manifold, Psig/°F	60/150

Fuentes: Ecopetrol (Editada por Autor)

En cercanías de cabeza de pozo, se tienen varios múltiples que reciben la producción de los pozos del área y en donde se realiza la primera pre-dilución con nafta mediante válvulas de control de flujo, con una proporción entre un 10% y un 22% (nafta/crudo). En la estación se realiza una nueva pre-dilución para completar la relación nafta-crudo a un 22.5%, con la cual el crudo A1 se encuentra apto para iniciar el proceso de deshidratación, ajuste de gravedad específica y viscosidad.

Las Características de la Nafta que se utilizará para la dilución del crudo son las indicadas en la siguiente tabla:

**Tabla 8:** Caracterización nafta.

PROPIEDADES	
Punto inicial de ebullición	150-155 °F
Punto final de ebullición	225-270 °F
Azufre	0.05-0.15 %w
Corrosión al Cobre	1.0
API	58-65°
Gravedad Específica	0.72-0.747
Presión de vapor Reíd	5.87-7.1 psi

Fuentes: Ecopetrol (Editada por Autor)

Las características del Crudo diluido para la exportación a través del oleoducto hacia la estación son:

- BSW: 0.8% máx.
- Viscosidad: 300 cSt @ 86°F
- **Capacidad de diseño de la estación**

**Tabla 9:** Capacidad de diseño

	<b>UNIDAD</b>	<b>A 1</b>	<b>B1, B2</b>
Flujo de Crudo	BOPD	20 000	6 700
Flujo de Agua	BWPD	120 000	
Flujo de Gas asociado	MMSCFD	6.6	
Flujo de Nafta diluyente	BPD	10 000	

Fuentes: Ecopetrol (Editada por Autor)

El crudo extra-pesado de la formación A1 llega a los múltiples de la Estación del campo por las troncales Norte y Sur, previamente diluido con Nafta en una proporción del 10 al 22.5%; el crudo de la formación B1, B2 llega por una troncal hasta el múltiple de la Estación. La estación cuenta con facilidades de separación crudo-agua, independientes para el crudo A1 y crudo B1, B2.

El crudo liviano B1, B2 es enviado directamente desde el múltiple de la estación a la bota de gas del Tanque de surgencia ABG-7401A. Este crudo liviano se prueba en el separador trifásico existente ASEP- 7411, desde el cual sale el crudo **separado** hacia el tanque de surgencia ATK-7401A para crudo liviano, el agua se envía al tanque de agua ATK-7451 y el gas al tambor de gas combustible.

La estación cuenta con 3 múltiples de recibo: el múltiple de troncales, el múltiple de pozos y el múltiple de prueba. El múltiple de troncales tiene 4 colectores de producción de 16 pulgadas cada uno. Los colectores de

Producción reciben la mezcla crudo, agua, gas y nafta provenientes de las troncales y la dirigen de forma independiente al sistema de pre-dilución que es requerido para asegurar una separación adecuada y posteriormente a los separadores bifásicos ASEP- 7413/7414/7415/7416.

Aguas abajo de cada colector se tienen facilidades para inyección de Anti-scaling, Antiespumante y Rompedor inverso, antes de entrar a los separadores. Las condiciones esperadas de presión y Temperatura a la entrada de estos múltiples son de 50 Psig y 120-130°F respectivamente.

- **Separación bifásica**

El crudo mezclado con nafta en una proporción nafta/crudo del 22.5% (aguas abajo del mezclador Estático), se mezcla con producto químico y se envía hacia los separadores. En la parte inicial del proyecto se operarán los separadores ASEP-7412, ASEP-7413 y ASEP-7414 como separadores generales, y el ASEP-7411 como separador de prueba. Cuando esté disponible el ASEP-7415 podrá usarse el separador ASEP-7413 como separador de prueba. Las condiciones de operación de los separadores y las dimensiones de cada uno se encuentran a continuación.

**Tabla 10:** Características del sistema de separación primaria

Separador	Presión (Psig)		temp (°F)		dimensiones	
	Operación	Diseño	Operación	Diseño	diámetro (ft)	longitud (ft)
ASEP-7411	45-50	50	120-140	150	5	15
ASEP-7412	45-50	50	120-140	150	ND	ND
ASEP-7414	45-50	250	120-140	230	7	15
ASEP-7415	45-50	250	120-140	230	7	15
ASEP-7416	45-50	190	120-140	250	9,8	39,7
ASEP-7417	45-50	190	120-140	250	9,8	39,7

Fuentes: Ecopetrol (Editada por Autor)

- **Separación crudo-agua en tanques de surgencia**

Cuando el contenido de agua en el crudo es superior al 20%, se conduce el líquido proveniente de los separadores bifásicos hacia los tanques de surgencia. El crudo es recolectado en una línea de 16”, y conducido inicialmente hacia las botas de gas de los tanques de surgencia y posteriormente por vasos comunicantes se envía hacia los tanques de surgencia, en donde se efectúa la separación crudo-agua. El gas separado en las botas de gas se envía hacia la unidad recuperadora de vapores (URV).

El crudo separado en los tanques de surgencia se envía normalmente por vasos comunicantes al tanque de compensación y el agua separada se envía al tanque de agua ATK-7451. Cada tanque de surgencia tiene boquillas toma muestras para determinar el nivel de interface y cuenta con una facilidad para conducir el crudo separado hacia los tanques de almacenamiento existentes por vasos comunicantes.

Los tanques de surgencia operarán de forma independiente al inicio de la operación, cuando hay producción de crudo B1,B2, de tal forma que un tanque de surgencia tratará la producción de crudo extra pesado A1 y el otro tanque tratará la producción de crudo B1,B2 directamente desde el múltiple.

**Tabla 11:** Sistema de separación de crudo-agua en tanques de surgencia

EQUIPO	Presión (Psig)		temp (°F)		dimensiones		capacidad bbl
	Operación	Diseño	Operación	Diseño	diámetro (ft)	longitud (ft)	
ABG-7401 A/B	3 a 8	50	120-140	250	4	28	-
ATK-7401 A/B	ATM	API 650*	120-140	250	48	24	7500

Fuentes: Ecopetrol (Editada por Autor)

- **Trasiego de crudo a proceso**

Cuando el BSW del crudo que entra a un separador es menor o igual al 20%, se envía directamente hacia la bota de gas del tanque de compensación ABG-7404, para lo cual cada uno de los separadores de producción o de prueba tiene esta facilidad de envío.

El crudo separado en los tanques de surgencia o proveniente de los separadores de producción o de prueba, se conduce a la bota de gas ABG-7404, y posteriormente a tanque de compensación, en donde es tomado por las bombas de trasiego AP-7403 A/B/C y enviado al área de proceso.

El gas separado en la bota de gas, se envía hacia la unidad recuperadora de vapores URV y el crudo se envía por vasos comunicantes hacia el tanque de compensación. Las condiciones de operación y dimensiones de la botas de gas y tanque de compensación se encuentran a continuación.

**Tabla 12:** Bota de gas y tanque de compensación.

EQUIPO	Presión (Psig)		temp (°F)		dimensiones		capacidad bbl
	Operación	Diseño	Operación	Diseño	diámetro (ft)	longitud (ft)	
ABG-7404	3 a 8	50	120-140	250	4	19,5	-
ATK-7404	ATM	API 650*	120-140	NA	29,7	16,1	2000

Fuentes: Ecopetrol (Editada por Autor)

La operación en el tanque de compensación es continua, de tal forma que el nivel en el tanque de compensación se mantiene constante variando la velocidad de las bombas de trasiego. Las bombas de trasiego son de tipo tornillo (cada una de 2 tornillos) y sus características se muestran a continuación:

**Tabla 13:** Datos de las bombas de trasiego AP-7403 A/B/C.

EQUIPO	Presión (Psig)		Temp (°F)		NPSH (ft)		flujo (gpm)	potencia motor (hp)
			Operación	Diseño	dip	req		
ap-7403 A/B/C	succión	1,7 a 7,54	120-140	220	20	16,8	445 nor	125
	descarga	163 Max						
	diseño	209						

Fuentes: Ecopetrol (Editada por Autor)

El crudo descargado en las bombas de trasiego AP-7403 A/B/C se conduce hacia el mezclador estático AMZ-7423 en donde se realiza la “primera dilución con nafta”, para ajustar las propiedades de viscosidad y gravedad API exigidas por el licenciario del tratador electrostático para la operación de este equipo.

El crudo diluido se dirige hacia los calentadores de crudo, que operan en paralelo cada uno manejando un 50% de la producción de diseño (10000 BOPD por calentador). Cada calentador tiene un quemador dual (otro de respaldo), que puede operar con combustible líquido o gaseoso. El crudo deja el calentador a 170°F y se recoge en una línea de 14 pulgadas que lo conduce hacia los separadores electrostáticos.

- **Deshidratación en tratadores electrostáticos**

Del cabezal de 14 pulgadas que recibe el crudo de los calentadores, se toma el crudo y se distribuye a los separadores electrostáticos, AET-7471/7472/7473. En la línea de entrada de 10 pulgadas a cada tratador electrostático se disponen de puntos de inyección de producto químico. Se inyecta ácido acético y rompedor de emulsión. El crudo entra al equipo a través de una línea de 10 pulgadas, donde se separa el crudo del agua emulsionada. La presión del tratador, calentador y descarga de las bombas se controla en la línea de salida de crudo deshidratado.

Las líneas de salida de crudo de cada tratador electrostático se unen a un colector de 12 pulgadas, el cual dirige el crudo hacia los tanques de almacenamiento. El agua proveniente de cada tratador electrostático, se recolecta en una línea de 12", que se dirige hacia el tanque de agua o hacia el separador API.

**Tabla 14:** Sistema separación electrostática.

Equipo	Presión (Psig)		Temp (°F)		Dimensiones	
	Operación	Diseño	Operación	Diseño	Diámetro ft	Longitud ft
AET-7471/7472	60	206	170	320	10	60

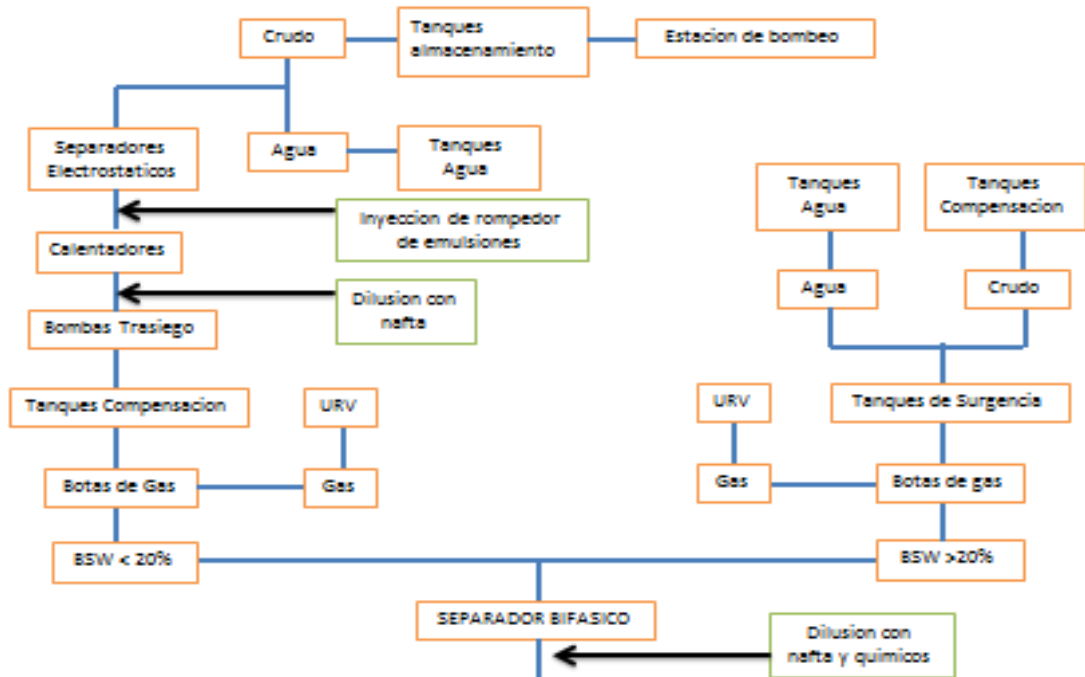
Fuentes: Ecopetrol (Editada por Autor)

#### **4.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA A IMPLEMENTAR**

En consecuencia de los criterios que se dan en el capítulo 1 en cuanto a las tecnologías de separación avanzada y teniendo en cuenta la información plasmada en el campo petrolero en estudio se ha determinado que existen varios criterios que son necesario implementar en este actual sistema de separación liquido/líquido y liquido/gas que ofrecen los equipos presentes en este proceso.

Tales criterios como espacio dimensional, eficiencia de separación, aplicabilidad a hidrocarburos de baja gravedad API, descongestionamiento de flujo (aumento de caudal), calidad de la corriente separada, y la reducción a la necesidad de mantenimiento se hacen de mayor importancia al momento de identificar la tecnología de separación óptima a ser implementada.

**Figura 39:** Proceso actual de separación en el campo de estudio

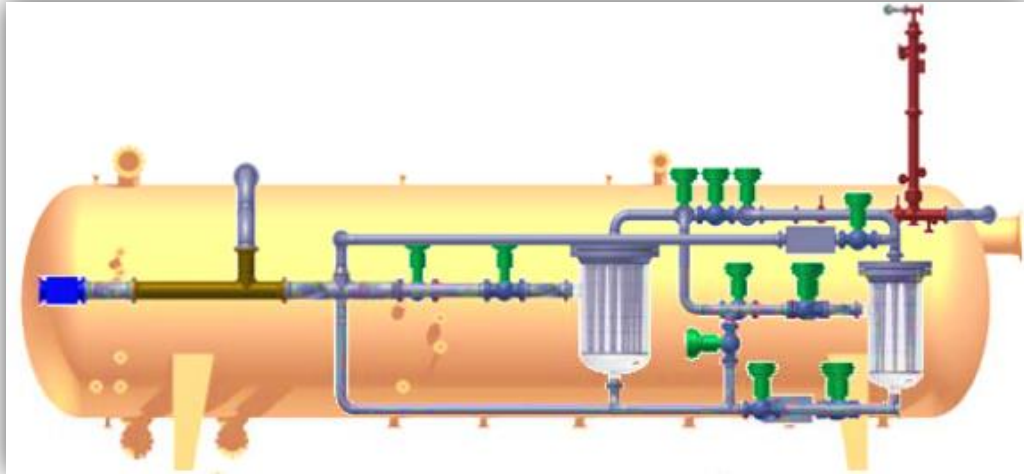


Fuentes: Autor

Las tecnologías de separación en línea se ofrecen como un sistema compacto de separación o como sistemas individuales posicionados en remplazo de equipos existentes en el actual proceso de separación.

Por lo general el sistema compacto de separación avanzada reduce en mayor parte el espacio en las facilidades existentes, tratando la corriente de flujo en una única etapa de separación. Además garantiza la alta eficiencia de separación, producto de las bajas caídas de presión que se presentan a la salida de los equipos.

**Figura 40:** Sistema compacto de separación avanzada.



Fuentes: HAAS. Erica, FMC Technologies/ CDS Separation Systems. Pushing the Oil recovery factor, how can Ultra compact Separation Solutions help? En: OMC Conferencie. Ravenna, Italia. March 24<sup>th</sup>. 2011.

Sin embargo implementar las tecnologías en forma individual es requerido para el sistema de separación que actualmente se presenta en el campo; el crudo presente se le aplican distintos procesos debido a que la corriente de flujo a transportar por tuberías es de tipo extra-pesado, de esta manera la viscosidad del crudo es reducida para evitar taponamiento ocasionado por el punto de fluidez que este tipo de crudo presente.

#### **4.3 TECNOLOGIAS A IMPLEMETAR**

- **Promix**

La tecnología Promix que está diseñada para reducir el consumo de desemulsificante, consta de una válvula que inyecta desemulsificante con una mayor eficiencia de distribución y homogenización de la mezcla, garantizando el rompimiento de la emulsión que se presenta en la corriente de flujo que entra

a los tratadores electrostático como se mencionó en el actual sistema de tratamiento del campo.

**Tabla 15:** Válvula convencional vs PROMIX

<b>Válvula convencional</b>	<b>PROMIX</b>
Este tipo de válvula inyecta desemulsificante con baja eficiencia de rompimiento de la emulsión teniendo así un equilibrio térmico a la entrada de los tratadores electrostáticos; por lo general se hace menos eficiente el uso de los tratadores ya que su eficiencia de separación depende del rompedor de emulsión	El tipo de válvula inyecta desemulsificante en bajo contenido garantizando excelente homogenización de la mezcla (distribución de desemulsificante). Poseen internos que reducen la caída de presión en una cámara mezcladora que por lo general recobra crudo antes de entrar al tratador electrostático, haciendo así el proceso más eficiente

Fuentes: Autor

- **Inline electrocoalescer**

Esta tecnología es candidata a reemplazar los actuales tratadores electrostáticos que operan en el campo, ya que ofrece una mayor calidad de la corriente separada debido al uso de hidrociclones y energía que separa más eficientemente la corriente entrante para llevarla al tanque de almacenamiento.

**Tabla 16:** Tratadores electrostáticos vs Inline Electrocoalescer

<b>Tratadores electrostáticos</b>	<b>Inline Electrocoalescer</b>
<p>Estos tipos de tratadores constan de una fuente eléctrica con electrodos que polarizan el agua. La atracción mutua promueve la coalescencia pero igual a las convencionales requiere de tiempo para la velocidad de asentamiento de las gotas separadas.</p>	<p>El separador avanzado además de promover la coalescencia por el suministro de energía a la corriente posee internos que obligan a la corriente de flujo a formar hidrociclones haciendo así más eficiente la separación crudo/agua, por otro lado se hace mas rápido el proceso para el bombeo por los oleoductos</p>

Fuentes: Autor

- **Inline dewaterer**

El sistema actual toma dos opciones para el tratamiento de la corriente de flujo dependiendo del contenido de agua en crudo (BSW > a 20% y BSW < a 20%). La tecnología inline dewaterer ofrece la separación del agua del crudo sin importar el bajo o alto contenido de este (BSW), por tal motivo el tratamiento que se le brindar cuando el BSW es mayor a 20% puede ser omitido ganando espacio en superficie lo que conlleva a el ahorro por parte de las compañías en cuestiones de inversión a equipos de separación.

El caudal para el tratamiento puede ser aumentado dependiendo de las condiciones del pozo (mayor a 200000 BPD), desmantelando los congestionamientos que se puedan presentar, además las tecnologías reducen la necesidad de mantenimiento, por su tamaño reducido.

**Tabla 17:** Bifásicos vs Inline Dewaterer

<b>BIFASICOS</b>	<b>INLINE DEWATERER</b>
Separa la corriente líquida de la gaseosa pero lleva el proceso según su BSW (> 20% o <20%). Los bifásicos son de dimensiones grandes en comparación a los de avanzada, son de baja eficiencia y requieren de mayor inversión en cuanto a material. Requiere de equipos adicionales para el tratamiento posterior.	Es instalado en la misma línea de flujo por lo cual sus diámetros son los de la misma línea, opera a grandes eficiencias (90% - 98 %) por las bajas caídas de presión en su interior, es tolerante a BSW > 85%. Implementarlo reduciría los costos de inversión a equipos aguas abajo de este.

Fuentes: Autor

- **Inline phaseSplitter**

La tecnología inline phaseSplitter que normalmente tiene la finalidad de hacer más pura la corriente separada de gas, ofrece una corriente separada con fracción de líquido entre el 1%- 5%, el equipo es ideal para recobrar líquidos después del paso por botas de gas en los tanques de surgencia que se presentan en el sistema actual, es decir en la unidad recuperadora de vapores (URV).

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El desarrollo de nuevas tecnologías de separación está ligado tanto a las exigencias de ventas que en general se resumen a obtener una mejor calidad de fases separadas, como también al impacto ambiental que deja la industria petrolera actualmente.
- Los equipos de separación avanzada se hacen cada vez más factibles a implementar por las empresas operadoras ya que ofrecen una amplia gama de soluciones a problemas presentes durante todo el proceso de extracción, separación y transporte.
- Las tecnologías implementadas a nivel mundial han tenido gran acogida para soluciones en plataformas marinas y separación en fondo de pozo, necesarias para reducir espacio en instalación de superficie, dando lugar a la baja inversión en material.
- Los equipos de separación avanzada en línea suelen ser usados como sistemas compactos de separación o como equipos individuales, dependiendo de las necesidades de un campo y teniendo en cuenta la indicación del operador para su diseño.
- Realizar una evaluación financiera que permita observar la viabilidad para implementar tecnologías de separación avanzada teniendo en cuenta las distintas empresas que ofrecen estos equipos.
- Diseñar tecnologías de separación avanzada dependiendo de las condiciones propias de un campo o por indicaciones que pueda brindar el operador.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. ADNAN A. Bouli, New Mixer System Enhances Saudi Aramco GOSP crude – water separation performance. SPE 147736. 2011.
2. A.J.W.H. Vissers, V. van Asperen, Performance of Inline separation technology in unlocking restricted / shut down wet gas wells. SPE 15280. 2012.
3. ARTHUR, Langhus Layne, Analysis of data from a Downhole oil/water separator field trial in east Texas, February 2001.
4. B. Johannes, G.S. Eidsmo, Statoil ASA. Flow Induced Inline Separation Dewatering Test at the Gullfaks Field. Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado. Estados unidos 2011.
5. CHUANG. Wen, XUEWEN. Cao, Effects of operating parameters on flows characteristics of natural gas in supersonic separators. OTC 24086. 2013.
6. E. Kremleva, R. FaNtoft. Inline technology – new solution for gas / liquid separation. SPE 136390. 2010.
7. HAAS. Erica, FMC Technologies/ CDS Separation Systems. Pushing the oil recovery factor, how can Ultra compact Separation solutions help? Ravenna, Italy. March 24<sup>th</sup>. 2011.
8. L.E. Patrino, J.M Marchettie, SS: High Pressure Gas liquid Separation: Scrubber Separation – droplet Entrainment in High Pressure Gas – Liquid Separation. En: Offshore Technology Conference. Houston. Estados unidos. OTC 20440. 2010

9. MIKA. Tienhaara, ASCOM Separation. Compact Processing Solutions: Inline Gas – liquid separator on the Santos Wortel Field. Offshore Europe Oil and Gas conference. Aberdeen. SPE 166572. 2013.
10. MONTES PAEZ, Erik (2010). Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Tesis de Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander.
11. PIERRE-DAVID. Maize ret, Schlumberger, REID. David, Shell. Accurate Measurements of Liquid Condensate Rate with Multiphase Metering Technology Improves Ecological Impact of Well Test in Deep water well Offshore Brazil. Em: Offshore Technical Conference. Rio de Janeiro, October 29 - 31. Brazil. 2013.
12. PRESCOTT. N. Clifford. Fluor Offshore Solutions. Subsea Separation and Processing of Oil, Gas & Produced Water, Past, Present and Future. Why We Need it now? Estados Unidos. January 13<sup>th</sup>. 2014.
13. R. Fantoft, Revolutionizing offshore production by Inline separator technology. En: SPE Annual technical conference and Exhibition held. Florence. Italy. SPE 135492.2010.
14. R.W WESTRA, FMC, Qualification of Inline Dewaterer Technology. SPE 166644. 2013.
15. [www.fmctechnologies.com/en/SeparationSystems/Technologies/InLineElectroCoalescer.aspx](http://www.fmctechnologies.com/en/SeparationSystems/Technologies/InLineElectroCoalescer.aspx). Características del Inline Electrocoalescer – Productos Inline de la compañía FMC Technologies. (2014).

# **ANEXOS**

## ANEXO A: DATOS SOBRE LAS INSTALACIONES DOWS

Operator and Well Name	Field	State/ Province	Type of DOWS	Pre-DOWS Oil (bpd)	Pre-DOWS Water (bpd)	Post-DOWS Oil (bpd)	Post-DOWS Water (bpd)	% Increase in Oil	% Decrease in Water	Casing Size (in.)	Production Formation	Injection Formation
Imperial Redwater #1-26	Redwater	Alberta	Aqwanot™	19	1,780	24	59	26	97	7	Devonian D-3	Devonian D-3
Pinnacle-Alliance (originally PanCanadian) 7C2	Alliance	Alberta	Aqwanot™	44	380	100	95	127	75	5.5	Ellerslie-Dina	Dina
Pinnacle-Alliance (originally PanCanadian) 06D	Alliance	Alberta	Aqwanot™	25	820	100	160	300	80	5.5	Ellerslie-Dina	Dina
Pinnacle-Alliance (originally PanCanadian) 07C	Alliance	Alberta	Aqwanot™	38	1,200	37	220	-3	82	5.5	Ellerslie-Dina	Dina
Texaco Dickson #17	East Texas	Texas	DAPS	3	184	10	126	233	32	7	Woodbine	
PanCanadian 00/11C-05	Provost	Alberta	Aqwanot™	21	690	17		-19		5.5	Dina	
PanCanadian 00/11A2-05	Provost	Alberta	Aqwanot™	34	979	14		-59		7	Dina	
PanCanadian 00/16-05	Provost	Alberta	Aqwanot™	9.4	546	16		70		5.5	Dina	
Texaco SU 1040	Levelland	Texas	DAPS									
Talisman Energy 4-27-933W1	Parkman	Saskatchewan	Aqwanot™	6	629	39	21	550	97	7		
PanCanadian 00/02-09	Bashaw	Alberta	Aqwanot™	13	428	164	239	1162	44	5.5	Nisku D-2	Nisku D-3
Talisman Energy Tidewater Parkman 4-27	Parkman	Saskatchewan	DAPS	16	252	33	139	106	45	5.5	Tilston	Lower Tilston
Anderson 08-17	Swan Hills Unit #1	Alberta	Aqwanot™	176	3,648	264	264	50	93	7	Beaverhill Lake	Beaverhill Lake
Texaco Salem #85-40	Salem	Illinois	DAPS	6	655	6	150	0	77	5.5	Salem	Devonian
Chevron Fee 153X	Rangely	Colorado	Aqwanot™	45	1,400	32	500	-29	64	7	Weber Zone 1&3	Weber Zone 5

## ANEXO B: DATOS SOBRE LAS INSTALACIONES DOWS

Operator and Well Name	Field	State/ Province	Type of DOWS	Pre-DOWS Oil (bpd)	Pre-DOWS Water (bpd)	Post-DOWS Oil (bpd)	Post-DOWS Water (bpd)	% Increase in Oil	% Decrease in Water	Casing Size (in.)	Production Formation	Injection Formation
Talisman Energy Creelman 3c7-12/dB	Creelman	Saskatchewan	Aqwanot™	113	2,516	277	126	145	95	7	Alida	Alida
Chevron Shepard #65	East Texas	Texas	DAPS	7	269	16.5	127	136	53	5.5	Woodbine	Woodbine
Richland Parkman 1-17	Parkman	Saskatchewan	DAPS	20	220	15	190	-25	14	5.5	Tilston	Souris River
Texaco RMOTC 77 Ax20	RMOTC	Wyoming	DAPS	5	190	10	38	100	80	5.5	2nd Wall Creek	3rd Wall Creek
Talisman Energy Hayter	Chatwin	Alberta	DAPS	25	250	32	25	28	90			
Talisman Energy Handsworth 4dB-16/1d6	Handsworth	Saskatchewan	Hydro-Sep	88	1,700	50	189	-43	89	7	Alida	Blairmore
Talisman Energy South Surgeon	Grande Prairie	Alberta	DAPS	27	932	26	179	-4	81			
Petro-Canada E4-10-16	Bellshill Lake	Alberta	Q-Sep-G	30	470	38	61	27	87	7	Basal Quartz	Basal Quartz
Chevron PNB 14-20	Drayton Valley	Alberta	DAPS	75	517	84	14	12	97	5.5	Nisku D2	Nisku D3
Wascana B7-27	South Success	Saskatchewan	Aqwanot™	76	2,450	0	380	-100	84	7	Upper Rosary	Lower Rosary
PT Caltex Pacific 5E83	Minas	Indonesia	Aqwanot™	631	7,060	14	1,153	-98	84	7		
Petro-Canada Utik 13-21	Utikuma	Alberta	DAPS	8	451	10	63	25	86	5.5	Keg River	Keg River
Marathon Etah #7	Garland	Wyoming	Hydro-Sep	70	4,000	78	320	11	92	8.625	Madison	Madison

## ANEXO C: DATOS SOBRE LAS INSTALACIONES DOWS

Operator and Well Name	Field	State/ Province	Type of DOWS	Pre-DOWS Oil (bpd)	Pre-DOWS Water (bpd)	Post-DOWS Oil (bpd)	Post-DOWS Water (bpd)	% Increase in Oil	% Decrease in Water	Casing Size (in.)	Production Formation	Injection Formation
Texaco Ingram	East Texas	Texas	DAPS	15		26	150	73		7	Woodbine	
Gulf Canada 02/12-01	Fenn-Big Valley	Alberta	Aqwanot™	21	1,038	117	217	457	79	7	Nisku D-2	Nisku D-3
Tristar	Sylvan Lake	Alberta	DAPS	35	403		57		86			
Talisman Energy 7d9-6/1-6-10-7w2m	Handsworth	Saskatchewan	Subsep	94	1,560	133	586	41	62	7		
Crestar Energy Ranchman Sylvan Lake 00/08	Sylvan Lake	Alberta	DAPS	25	315	2	54	-92	83	5.5	Pekisko	Pekisko
Talisman Energy Handsworth 2d5-13/1c7	Handsworth	Saskatchewan	Aqwanot™	63	1,260	38	63	-40	95	7	Alida	Blairmore
Shell International Eldingen 58	Eldingen	Germany	Aqwanot™	10	470	31	168	210	64	6.625	Top Lias Alpha	Top Lias Alpha
Tri-Link Resources Bender 9-30	Bender	Saskatchewan	Progressing cavity version of hydrocyclone-type DOWS	35	976	35	227	0	77	5.5	Tilston	Souris Valley
PanCanadian 00/07-09 Bashaw	Bashaw	Alberta	Hydro-Sep	19	352	62	250	226	29	5.5	Nisku D-2	Nisku D-3
Southward 11-13	Carlile	Saskatchewan	DAPS	24.5	458	16		-35		5.5	Tilston	Souris River
Pioneer Resources 5b-25-040-03	David, Dina	Alberta	Subsep	53	2,994	80	150	51	95	5.5		
Astra VM-097	La Ventana	Argentina	SubSep	57	2,463	41	567	-28	77	5.5	Barrancas	Rio Blanco

## ANEXO D: DATOS SOBRE LAS INSTALACIONES DOWS

Operator and Well Name	Field	State/ Province	Type of DOWS	Pre-DOWS Oil (bpd)	Pre-DOWS Water (bpd)	Post-DOWS Oil (bpd)	Post-DOWS Water (bpd)	% Increase in Oil	% Decrease in Water	Casing Size (in.)	Production Formation	Injection Formation
Chevron HSA #1107	Wickett	Texas	Hydro-Sep								Wichita-Albany	Wichita-Albany
PanCanadian 4C-33-40-1W4	Hayter	Alberta	Aqwanot™	28	1,387	25	352	-11	75	7		
Marathon Colony Fee 16		Wyoming	Subsep	86	7,692	47	567	-45	93	7		
Elf LaqSup 90	LaqSup	France	Subsep	19	961	31	16	63	98	9.625	Lower Senonien	
Spirit Energy	Van	Texas	Aqwanot™	62	3,402	71	167	15	95	5.5		
Marathon IHU-12	Indian Hills	New Mexico	Aqwanot™	560	7,440	560	560	0	92	7		
Texaco Bilbrey 30 -Fed. No. 5	Lost Tank Delaware	New Mexico	TAPS	17	173	7	70	-59	60	5.5	Lower Cherry Canyon	Bell Canyon
Astra VI-284	Vizcacheras	Argentina	Subsep	18	1,052	18	265	0	75	5.5	Papagayos	Barrancas
Astra VI-261	Vizcacheras	Argentina	Subsep	51	1,408	51	117	0	92	5.5	Papagayos	Barrancas
Phillips XJ30-2	Xijiang platform	China	Subsep	1,903	6,747	2,200	1,800	16	73	9.625		
PDO Y-276	Yibal	Oman	Aqwanot™	462	3,840	708	954	53	75	9.625		
Repsol/YPF Amo C-1	Tivacuno	Ecuador	Subsep	636	8,964	275	2,800	-57	69	9.625		
EnCana 13W4	Schneider Lake	Alberta	Subsep	118	668	118	118	0	82	7		
PDVSA	La Victoria	Venezuela	Read	300	8,000	800	3,700	167	54			

## ANEXO E: DATOS SOBRE LAS INSTALACIONES DOWS

Operator and Well Name	Field	State/ Province	Type of DOWS	Pre-DOWS Oil (bpd)	Pre-DOWS Water (bpd)	Post-DOWS Oil (bpd)	Post-DOWS Water (bpd)	% Increase in Oil	% Decrease in Water	Casing Size (in.)	Production Formation	Injection Formation
Renaissance Energy	Provost	Alberta	Q-Sep-G	13	252	18	60	38	76		Dina	Dina
Renaissance Energy	Webb South	Saskatchewan	Q-Sep-G	50	441	37	69	-26	84		Roseray	Roseray
Santa Fe Energy Jones Canyon 4-#2	Indian Basin	New Mexico	Aqwanot™	100	3,000					7	Cisco-Canyon	Devonian & Montoya