



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

SEPARACIÓN SUBMARINA DE FASES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
FEDERICO ESTUARDO JUÁREZ PERALES

DIRECTOR DE TESIS: DR.FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO



MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, ABRIL 2009

AGRADECIMIENTOS

A mis padres ¿Qué sería de nosotros sin nuestros padres? ¿Tranquilidad? ¿Incertidumbre? ¿Inseguridad? No hay como el regaño de un padre y el consuelo de una madre. Este no es el fruto de mis esfuerzos ni del suyo conmigo; este trabajo representa solamente el comienzo de los frutos en mi vida y que cada uno de esos frutos represente un triunfo para ustedes. A ustedes les dediqué ayer todos mis esfuerzos, tenacidades y constancias, les dedico hoy mi alegría y anhelos y les dedicaré el día de mañana mi vida entera.

Por otro lado, quiero extender mi más sincero agradecimiento al Dr. Fernando Samaniego, por su orientación y sobre todo por su comprensión y paciencia; siempre tuvo tiempo para ayudarme, gracias doctor. A la Ing. María Isabel Villegas, no sólo una gran profesora e ingeniera, sino también verdaderamente, una gran amiga, muchas gracias por sus consejos, por su tiempo, por su entrega, por su cariño, por su apoyo, por su sinceridad, por sus recomendaciones (jajaja, usted sabe...) en fin, podría continuar el resto de la página y no terminaría, maestra... ¡Muchas Gracias!

A los ingenieros Octavio Steffani, José Ángel Gómez Cabrera y Tomás Pérez García por su valiosa colaboración en este trabajo y por su comprensión en cuánto a mi situación. ¡Gracias!

A la familia que uno escoge, “tarde pero seguro” a los amigos... desde “*los superamigos*” Cristian, Jusy, Linda, Marisol y Fer, hasta “*den gjengen*” Håvard, Håkon, Eirik y compañía, pasando por Keller, Grecia, Jorge, Belmi, Saúl, Daniel, Stark, Piñu, Pepe, Ari, Peter, Erikón, Andrés, Shanón, Josa, Lula.....

Todos ustedes para mí, fueron, son y serán mi vida. No he tenido mejor escuela de vida que la que lleve al lado de ustedes. ¡Muchas gracias!

Y finalmente, a la familia de la *mítica* Puebla 231-4, la mezcla de ideologías itamitas y unamitas fue toda una experiencia. Dims, Miami, Charles, Moni, Jaz, Ale, Dulce, Iván “Daddy Yankee” Martínez, Vane, hasta a la cuasi inquilina Del Carril... ¡Gracias Familia!

Índice

Resumen.....	1
Introducción	7
1. Revisión de Literatura	9
1.1 Separación convencional	9
1.2 Tipos de separadores.....	12
1.2.1 Verticales.....	13
1.2.2 Horizontales.....	14
1.2.3 Esféricos	14
1.2.4 Bifásicos	16
1.2.5 Trifásicos	16
1.3 Mecanismos de separación	20
1.3.1 Separación por gravedad	21
1.3.2 Separación por fuerza centrífuga.....	26
1.3.3 Separación por choque	27
2. Desarrollo de la separación de fluidos bajo el mar	31
2.1 Separación Submarina	32
2.2 Separación submarina utilizando la separación gravitacional como mecanismo de separación.....	35
2.2.1 EL Proyecto Troll Pilot	35
2.2.2 El Proyecto Tordis IOR.....	36
2.2.3 Separación Gravitacional Submarina	40
2.3 Conceptos de Separación Submarina.....	41
2.3.1 Proceso Centrifugo	41
2.3.2 Hidrociclones.....	42
2.3.3 El concepto VASPS.....	42

Separación Submarina de Fases

2.3.4	Remoción del agua separada	44
2.3.5	Inyectando el agua producida	45
2.4	Retos Clave	46
2.5	Separación en el fondo del pozo	49
2.5.1	Separación por Hidrociclones.....	50
2.5.2	Separación gravitacional	51
2.5.3	Separación por membrana	52
3.	Comportamiento de una separación submarina.....	54
3.1	Información.....	54
3.2	Creando el modelo en GAP	59
3.3	Desempeño del modelo.....	69
3.3.1	Separación individual	69
3.3.2	Separación grupal	70
4.	Resultados	71
5.	Conclusiones	73
6.	Apéndice	75
7.	Bibliografía	85

Lista de Figuras

Figura 1-1: Separadores de Gas-Líquido	9
Figura 1-2: Tubo centrífugo de un extractor de tipo ciclónico [1].....	11
Figura 1-3: Separador vertical con descripción de partes.	13
Figura 1-4: Separador horizontal con descripción de partes	14
Figura 1-5: Separador trifásico horizontal.....	17
Figura 1-6: Separador trifásico con controladores de nivel del tipo de desplazamiento.....	18
Figura 1-7: Separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interfase agua-aceite.	18
Figura 1-8: Separador trifásico con vertederos como controladores de nivel.	19
Figura 1-9: Esquema que muestra las fuerzas que actúan sobre una gota de líquido al caer en una corriente de gas.	22
Figura 1-10: Gráfica para determinar el factor de fricción (Gráfica de Mooney).....	24
Figura 1-11: Gráfica de temperatura de separación vs. recuperación de líquidos.....	29
Figura 2-1: Estación de separación submarina de agua.	33
Figura 2-2: Esquema del proceso de separación submarina [5].....	34
Figura 2-3: Esquema del proceso de separación submarina de agua.	35
Figura 2-4: Ilustración del area de operación, con Tordis conectado a Gullfaks C a través de de dos tuberías de 11 km.	37
Figura 2-5: Ilustración de una estación de separación, bombeo e inyección submarina. Las vasijas de separación y de extracción de arena se muestran en naranja. La bomba multifásica, de inyección de agua y detector de cortes se muestran en blanco.....	37
Figura 2-6: Equipo de producción y de separación submarina en el campo Tordis. Se observa el anifold de entrada de las tuberías (PipeLine Inlet Manifold, PLIM), el pozo inyector de agua (Water Injection well, WI well) y la estación de separación.....	38
Figura 2-7: Vista del interior de un separador submarino, en la cual se observa el separador ciclónico a la entrada y la conducción del gas separado hacia el “bypass”.....	39
Figura 2-8: Ilustración que muestra la disminución del tamaño del separador cuando se le agrega la línea separada “bypass”, para conducir el gas separado por el separador ciclón a la entrada del separador submarino.	39

Figura 2-9: Componentes principales del sistema VASPS.	43
Figura 2-10: Esquema del proceso de separación e inyección submarina de agua (WIP, Bomba de inyección de agua, MPP, Bomba multifásica).	46
Figura 2-11: Separación por Hidrociclón.	51
Figura 2-12: Esquema de un DAPS con ciclo de inyección y elevación [17].	52
Figura 3-1: Esquema del pozo A-16A.	55
Figura 3-2: Esquema del pozo A-8R2.	57
Figura 3-3: Esquema del pozo A-23.	58
Figura 3-4: Configuración de la red para el caso de separación individual.	60
Figura 3-5: Configuración de la red para el caso de separación grupal.	61
Figura 3-6: Configuración de las tuberías que van hacia la cabeza del pozo.	62
Figura 3-7: Configuración de las tuberías que van sobre el lecho marino.	63
Figura 3-8: Configuración de los risers de producción, suponiendo una longitud vertical de 600 metros por tratarse del Mar del Norte Noruego.	64
Figura 3-9: Propiedades del fluido y características del pozo.	65
Figura 3-10: Resultado del ajuste de IPR para el pozo A-8R2.	67
Figura 3-11: Configuración de la eficiencia de separación del separador.	68
Figura 3-12: Variación de la presión para el caso de separación individual.	69
Figura 3-13: Variación de la presión para el caso de separación grupal.	70
Figura 4-1: Variación de la presión del sistema con respecto a los gastos de aceite presentados para los dos diferentes casos de separación y para el caso en el que no se efectuó una separación de fluidos.	72

Lista de Tablas

Tabla 1-1: Ventajas (+) y Desventajas (-) entre los distintos tipos de separadores de acuerdo a su geometría.	15
Tabla 1-2: Tabla comparativa de ventajas (+) y desventajas (-) de las diferentes formas de control de nivel de líquidos, por figura.	19
Tabla 3-1: Presiones de salida para el aceite y para el agua en bar.	68

Tabla 4-1: Resultados de las simulaciones. Gastos de aceite obtenidos para los casos establecidos.	71
Tabla 6-1: Esquema de la terminación del pozo A-16A.	78
Tabla 6-2: Esquema de la Terminación del pozo A-8R2.	80
Tabla 6-3: Esquema de la terminación del pozo A-23.	82

Resumen

El hallazgo de colgamientos en las diferentes secciones de tuberías de los pozos submarinos y el incremento en la producción de agua han trazado el camino para considerar una separación submarina de agua-aceite.

Debido a la complejidad de una separación en el fondo del pozo por los espacios reducidos entre las tuberías, este proyecto sugiere el uso de una separación en el lecho marino. Una ventaja de usar un separador en el lecho marino recae en el hecho de que no tenemos la limitante de espacio; es decir tenemos la libertad de un diseño libre en cuanto al diámetro de los separadores, lo cual no se puede realizar cuando se trata de separadores en el fondo del pozo. También no es tan complicado recuperar el equipo en la superficie aunque, si es costoso.

El objetivo de este proyecto es el de estudiar el impacto que un separador en el lecho marino tiene en el comportamiento de la producción, considerando dos panoramas de desarrollo: el primero, en el cual se simule un separador para cada cabezal submarino, y el segundo en el cual se tenga un separador para la red de tres pozos submarinos establecida, señalando las diferencias para cada caso. Los pozos submarinos utilizados son pozos de alta producción de aceite ligero que se localizan en el Mar del Norte Noruego. El programa denominado GAP, de Petroleum Eexperts Ltd., es una herramienta que permite simular de manera precisa el comportamiento de pozos de alta producción; además se pueden simular redes de pozos submarinos; por lo anterior, para este trabajo se decidió elegir dicho paquete. Este estudio incluye a su vez configuraciones de tuberías, tamaños, estados mecánicos, el comportamiento del pozo dependiendo de su corte de agua, eficiencia de separación, así como también los datos para la presión de salida.

Los resultados muestran que, se tiene un beneficio mayor al utilizar un solo separador para toda la red de pozos, dado que incrementa la producción de aceite en un 26.4%; esto es solamente un 0.9% menos que en el primer caso. Este resultado aunque inferior es favorable, debido a que se deben considerar los gastos de instalación del equipo y de operaciones de mantenimiento en caso de que llegasen a ser necesarias.

El agua separada de la corriente de fluidos se puede transportar hasta la superficie o reinyectarse al yacimiento para mantenimiento de presión. En este estudio se considera transportar el agua hasta la superficie.

Introducción

Las compañías petroleras buscan constantemente nuevas y mejores técnicas para producir petróleo de manera eficiente. Una de las técnicas comunes hoy en día para producir aceite, es el uso de equipos de separación.

La separación de fluidos dentro de la industria petrolera es necesaria debido a que la producción de hidrocarburos siempre viene asociada de diferentes componentes, entre estos el agua, dichos componentes se liberan hasta después de ser extraídos del yacimiento. Este tipo de eventualidades se debe a diversos factores, entre ellos:

- a) Normalmente, la mayoría de los pozos producen mezclas de gas y líquido, pueden ser gas y aceite, gas y condensado o gas y agua.
- b) Los cambios de presión y temperatura que se presentan dentro de la columna del pozo, ocasionan que el gas se libere de la fase líquida, dando lugar a un flujo de dos fases dentro del pozo.
- c) Ocasionalmente, el flujo de gas arrastra líquidos hasta las compresoras y equipos de procesamiento, en cantidades apreciables.

Es muy importante efectuar los procesos de separación, pues con esto se evitará la quema innecesaria de gas o taponamiento por agua de los pozos y al mismo tiempo permitirá incrementar el flujo de fluidos en el o en los pozos al reducir el diferencial de contra presión en los mismos. Además de que también se evitarán problemas como corrosión, abrasión, formación de hidratos, entre otros.

Hoy en día, hablando específicamente de los procesos costa afuera, la separación de fluidos juega un papel principal dentro de la optimización de la producción de hidrocarburos. Hasta la década de los 90's era normal contar con baterías de separación en las plataformas; sin embargo, a mediados de esa década esta tendencia fue cambiando radicalmente. El desarrollo de campos ya sean marginales o de aguas profundas, requiere nuevas alternativas de tal forma que se logre una producción mayor, por lo que se ha empezado a implementar sistemas de separación submarinos.

Los separadores empleados en campos en tierra no son diferentes de aquéllos que se emplean en el lecho marino. Su diseño y principio de funcionamiento son los mismos. La capacidad de separación depende del tamaño del separador mientras que su eficiencia depende directamente del tiempo de

residencia de los fluidos dentro del separador. Se dividen en las mismas secciones: primaria, secundaria, extracción de niebla y almacenamiento de líquidos.

El uso de un sistema de separación submarina que permita la separación agua/aceite en el lecho marino, resulta ser una alternativa muy atractiva para realizar trabajos de optimización en muchos campos actualmente. Especialmente durante su etapa madura de producción. Un beneficio de tener este sistema, es que no se necesita mantener instalaciones para tratamiento y separación de agua a bordo de una plataforma. Toda el agua se separa en el lecho marino y ésta es extraída normalmente a través de un riser que conduce solamente agua junto con otros elementos no deseados de la producción, como por ejemplo arenas.

Este proyecto describe un caso en el cual se plantea conducir el agua hasta la superficie en lugar de reinyectarla al yacimiento, así como los beneficios y retos que conlleva.

1. Revisión de Literatura

1.1 Separación convencional

La separación convencional consiste principalmente en los separadores bifásicos o de dos fases. Estos separadores por lo general son tanques de forma cilíndrica, que pueden tener una orientación vertical u horizontal; también los hay de forma esférica, aunque ésta está cayendo en desuso actualmente.

En un separador convencional bifásico como el de la figura 1-1, el gas se separa de la corriente de líquidos. El fluido entra al separador y choca contra la entrada tangencial.

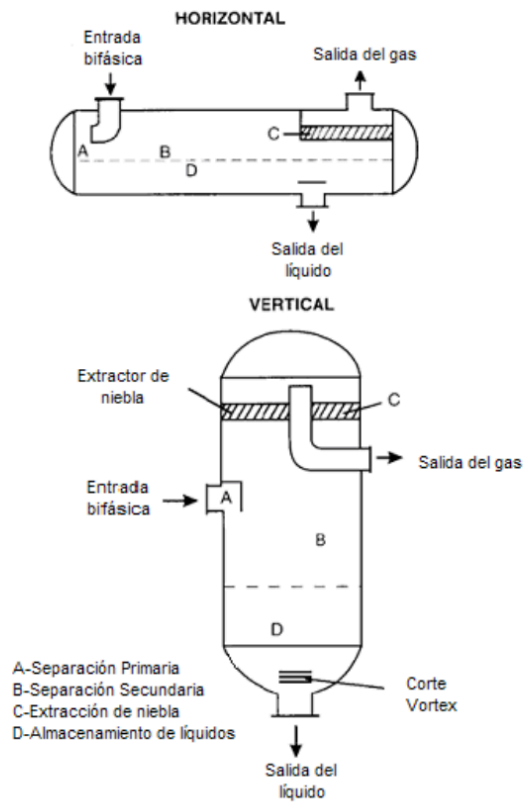


Figura 1-1: Separadores de Gas-Líquido

El impacto ocasiona un cambio repentino en la dirección de flujo, y esto permite la separación primaria de la fase líquida y la fase gaseosa de los fluidos. La fuerza de gravedad hace que los líquidos se decanten y asienten en el fondo del separador; esto ocurre durante la separación secundaria y de ahí se recolectan.

A continuación se describen brevemente las diferentes secciones de las que consta un separador y de los procesos que en ellas se efectúan:

- **Sección de separación primaria:** Aquí la separación se realiza mediante un cambio en la dirección de flujo, desviación que se efectúa colocando una placa a la entrada del separador, o con una entrada tangencial de los fluidos al separador. La desviación del flujo se efectúa debido a la fuerza centrífuga que induce al flujo, logrando separar grandes volúmenes de líquido. Es en esta sección donde se separan la mayor parte del líquido.
- **Sección de separación secundaria:** De la corriente de fluidos restante, en esta sección se separan la mayor parte de gotas de líquido contenidas en la corriente de gas. El principio de separación que ocurre en esta sección es el gravitacional; el nivel de turbulencia en esta zona por lo tanto debe ser muy bajo. Normalmente se utilizan veletas de tal manera que se logre reducir la turbulencia al máximo; hoy en día se utilizan placas, dependiendo del tipo de separador y de la corriente de fluidos que se desea separar. En esta sección la eficiencia de separación dependerá plenamente de las propiedades físicas de los fluidos, del grado de turbulencia presente y del tamaño de las gotas de líquido que se pretenden separar de la corriente de gas.
- **Sección de extracción de niebla:** No todas las gotas de líquido se logran separar de la corriente de gas. En esta sección se separan las gotas más pequeñas y/o restantes de la corriente de gas. Los mecanismos de separación empleados en esta sección son la fuerza centrífuga y el efecto de choque. Aquí lo que ocurre es que las gotas de líquido se separan y se colectan sobre una superficie, acumulándose para posteriormente ir formando gotas más grandes, las cuales se drenan hacia la sección de acumulación de líquidos por medio de un conducto. En esta sección se utilizan los extractores de niebla. Existen distintos tipos de extractores de niebla; entre ellos se encuentran de malla de alambre entretrejido, de tipo veleta y de tipo ciclónico, como el que se muestra en la figura 1-2.

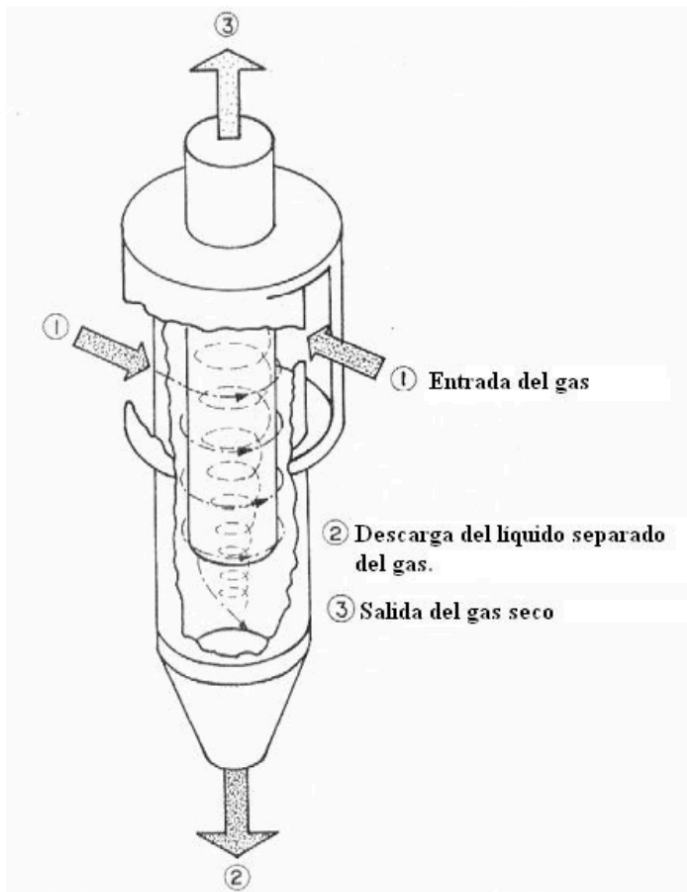


Figura 1-2: Tubo centrífugo de un extractor de tipo ciclónico [Gómez 1994].

- **Sección de almacenamiento de líquido:** En esta sección se procede finalmente al almacenamiento y descarga de los líquidos que fueron separados del gas. Se debe de recordar que el equipo debe contar con suficiente capacidad para manejar posibles baches de líquido que se presenten durante la descarga. Se debe contar además, con la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Dicha instrumentación está conformada por indicadores de nivel, controladores, flotadores y válvulas de descarga (un juego de cada pieza por separador). Como se observa previamente en la figura 1-1, la sección de almacenamiento de líquidos debe estar preferentemente colocada dentro del

separador en el fondo, o de tal forma que los líquidos que se acumulen no sean arrastrados por la corriente de gas que va fluyendo a través del separador hacia la salida.

Es importante tomar en cuenta que para llevar a cabo una buena separación de fluidos, es decir un buen diseño de separador, se deben conocer las propiedades físico-químicas de los fluidos que se pretenden separar, pues aunque la mayoría de los separadores constan de las secciones mencionadas anteriormente, se debe recalcar que los diseños varían muchas veces de acuerdo a los fluidos que se pretendan separar. Además se debe tomar en cuenta para cualquier diseño que los separadores deben ser lo más compactos posibles, livianos y también de diseño simple; es decir con la menor cantidad de componentes adicionales, esto para facilitar su mantenimiento y limpieza.

Todos los separadores constan de dispositivos adicionales de seguridad como son:

- Válvulas de seguridad.
- Tubos desviadores de seguridad.
- Controles de contrapresión adecuados.

1.2 Tipos de separadores

Un separador es cualquier dispositivo por medio del cual se separan corrientes de fluidos; en la industria petrolera se aplican mucho para separar gas y aceite. En otro tipo de industria se utilizan mucho para separar agua y aire, o simplemente purificar el aire al separarlo de partículas (normalmente sólidos) con las que viene mezclado.

Los equipos de separación utilizados con mayor frecuencia dentro de la industria petrolera son:

- Separadores: separan corrientes de gas y aceite que provienen directamente de los pozos.
- Eliminadores: eliminan líquidos de una corriente de gas que está a alta presión.
- Depuradores: manejan corrientes que tienen una relación gas-líquido muy alta. También eliminan polvo o pequeños sólidos contenidos en las corrientes.

Con el enfoque de este proyecto, hablaremos un poco más acerca de los separadores. Como se ha visto en diversas literaturas [Redonda 2008], existen diferentes tipos de separadores, dependiendo de su diseño geométrico y de su propósito; los hay:

- Verticales
- Horizontales
- Esféricos
- Bifásicos (para separar líquido y gas)
- Trifásicos (para separar diferentes líquidos además del gas)

1.2.1 Verticales

La figura 1-3 muestra un esquema detallado con las partes que componen a un separador vertical:

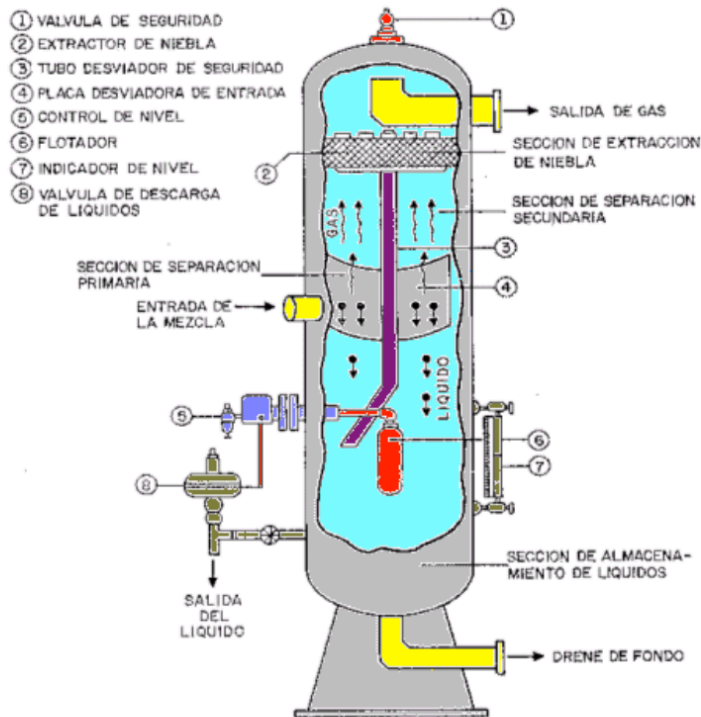


Figura 1-3: Separador vertical con descripción de partes.

Normalmente este tipo de separadores van acompañados de depuradores o eliminadores, dentro de la instalación de baterías de separación. Estos separadores se utilizan mucho cuando la relación gas-aceite de la corriente de hidrocarburos es baja.

1.2.2 Horizontales

La figura 1-4 muestra un esquema detallado con las partes que componen a un separador vertical:

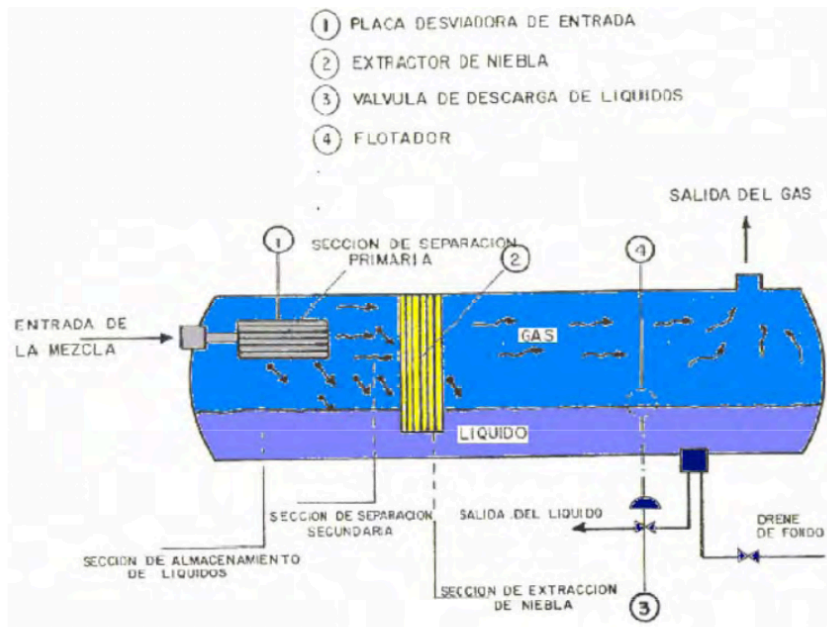


Figura 1-4: Separador horizontal con descripción de partes

Estos equipos se utilizan por lo general cuando la corriente de hidrocarburos tiene una relación gas-aceite alta. A diferencia de los verticales, estos separadores se pueden formar por uno o dos tanques, colocados uno encima del otro. Los separadores de un solo tanque se les llaman **de barril simple** y a los de dos **de barril doble**.

1.2.3 Esféricos

Los separadores esféricos, tienen un espacio de separación muy limitado, por lo que los tiempos de retención deben ser altos, lo que ocasiona una baja en la producción. Se han usado para pozos de alta producción, aunque actualmente su tendencia de uso ha disminuido debido a ya se produce por conjunto de pozos lo que ocasiona que los separadores esféricos no sean una alternativa viable, debido, nuevamente, a su poca capacidad de separación.

A continuación en la tabla 1-1 se ofrece una comparativa entre los distintos tipos de separadores previamente mencionados:

Tabla 1-1: Ventajas (+) y Desventajas (-) entre los distintos tipos de separadores de acuerdo a su geometría.

Separador Vertical	Separador Horizontal	Separador Esférico
<p>+ La tendencia de revaporización de líquidos es mínima.</p> <p>+ Su limpieza es sencilla</p> <p>+ Pueden manejar altos contenidos de arenas, lodos o sólidos en general.</p> <p>+ Pueden manejar baches de líquidos imprevistos que ingresen al separador. Por lo tanto se recomiendan para pozos que operen con Bombeo Neumático.</p>	<p>+ Su instalación es sencilla, en comparación con los separadores verticales.</p> <p>+ Son más económicos que los verticales.</p> <p>+ Manejan RGAs altas.</p> <p>+ Pueden manejar flujo de hidrocarburos con altos contenidos de espuma (se instalan placas rompedoras de espuma).</p> <p>+ Son ideales para desarrollos submarinos, debido a que son fáciles de recuperar y tienen una gran capacidad de separación de corrientes gas.</p>	<p>+ De los tres tipos, este es el más económico.</p> <p>+ Al ser de tamaño más compacto y ocupar menos espacio físico, de utilizan mucho en costa afuera, para plataformas.</p> <p>+ Son más fáciles de limpiar, incluso que los separadores verticales.</p> <p>+ Son los más ideales para instalaciones individuales, para pozos de alta presión.</p> <p>+ Son los más económicos.</p>
<p>- Su costo es mayor.</p> <p>- Su instalación suele ser complicada.</p> <p>- No manejan grandes cantidades de gas. Son óptimos para RGAs bajas.</p>	<p>- Aquí el nivel de control de líquidos suele ser crítico.</p> <p>- No pueden manejar arenas, ni lodos ni cualquier otro tipo de sólidos.</p> <p>- Son difíciles de limpiar.</p>	<p>- Su espacio interno de separación es muy limitado.</p> <p>- Son difíciles de recuperar bajo el agua.</p> <p>- No son ideales para desarrollos submarinos.</p>

De acuerdo a diversos estudios y literatura [Swanborn 1988] (Graauw 1984), normalmente se prefieren utilizar separadores verticales, debido a que:

- Los sólidos se pueden remover fácilmente.
- El nivel de líquidos no es crítico. Se pueden operar fácilmente.
- El área plana es más pequeña

Sin embargo si se tienen condiciones como las presentes:

- RGA alta, cuando la viscosidad del aceite también por ejemplo es mayor a 0.01 Ns/m^2 .
- Cuando se pretende separar líquido-líquido (agua y aceite)

Se recomienda entonces utilizar plenamente separadores horizontales.

Arnold (1984), también por otro lado menciona que, los separadores horizontales permiten altas velocidades de las corrientes en su interior, lo que resulta en una reducción en el volumen del tanque. Por ello sugiere que deben ser elegidos en la mayoría de los casos. Arnold también sugiere el uso de separadores verticales sólo en casos de espacio físico limitado, como en plataformas (aplicaciones costa afuera).

En resumen, se puede decir que para escoger adecuadamente el separador que se va a utilizar, deben conocerse las propiedades físico-químicas de los fluidos que se pretenden separar, principalmente la presión de operación.

Cuando el espacio de suelo no sea un factor crítico, la presión de operación será el factor determinante para escoger el tipo de separador, a juzgar de los factores económicos que apoyan al separador horizontal, o de las características prácticas de operación de un separador vertical.

1.2.4 Bifásicos

Cómo se ha acordado en la sección 1.1, los separadores bifásicos o convencionales son aquellos que separan grandes volúmenes de gas/líquido, aunque hoy en día también los hay para separar corriente de agua/aceite, estos últimos para separación submarina y en el fondo de pozo.

1.2.5 Trifásicos

Como se ha mencionado anteriormente (sección 1.2), los separadores trifásicos además de separar las fases líquidas y gaseosas, separan las fases líquidas entre sí, es decir agua y aceite. Este tipo de separación ocurre por diferencia de densidades, para lograr esto, se necesita darle suficiente tiempo de residencia a la corriente de entrada. Los líquidos separados se depositan en áreas donde exista turbulencia, como se muestra en la figura 1-5.

Así una vez separadas las fases líquidas se procede a drenar por separado el agua y el aceite. El aceite se separa junto con las posibles emulsiones que contenga la mezcla, además el gas también procede a drenarse por la válvula de control de presión.

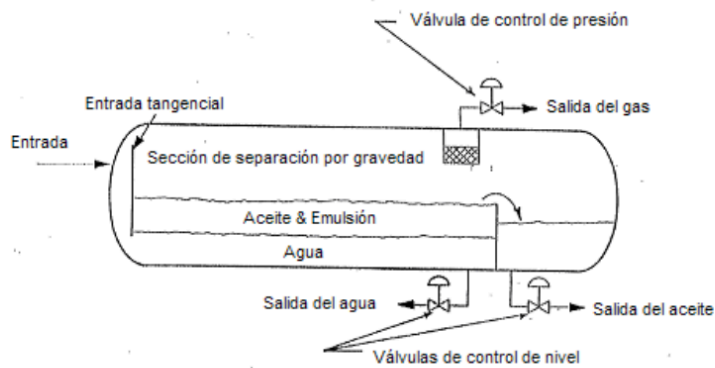


Figura 1-5: Separador trifásico horizontal.

En base a la figura 1-5 podemos definir que los separadores trifásicos también pueden ser verticales, horizontales y esféricos. Estos separadores además de contar con los elementos esenciales de un separador bifásico, cuentan también con:

- Un sistema de control para la interfase agua-aceite.
- Un volumen de tanque lo suficientemente grande para proporcionar el tiempo de retención adecuado para lograr la separación del agua y el aceite.
- Dispositivos de descarga para el agua y el aceite por separado, como se observa en la figura 1-5.

Las siguientes figuras 1-6, 1-7 y 1-8 muestran tres esquemas de separadores verticales trifásicos, con las diferentes formas de control de nivel de líquidos que hay.

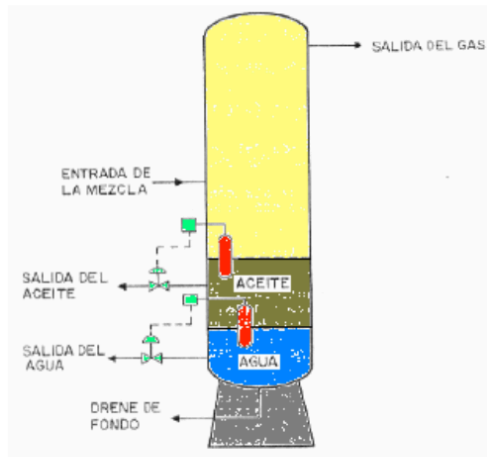


Figura 1-6: Separador trifásico con controladores de nivel del tipo de desplazamiento.

En la figura 1-6 se muestra un separador trifásico en el cual, tanto el controlador de nivel de líquidos como el de la interfase agua-aceite, son del tipo de desplazamiento. El primero regula la descarga de aceite y el segundo la del agua.

Esta forma de control de líquidos también se puede utilizar en separadores horizontales. Pero, su aplicación más adecuada es en separadores verticales debido a que la altura de las columnas de agua y aceite, permite que haya más separación entre los flotadores de los controladores de nivel.

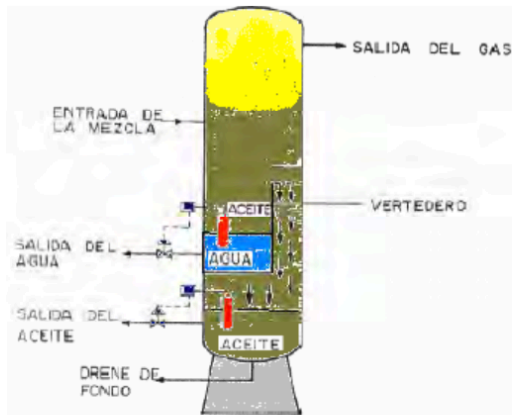


Figura 1-7: Separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interfase agua-aceite.

En la figura 1-7 se observa un control de nivel en el cual el controlador total de líquidos es un vertedero; mientras que, el de la interfase agua-aceite es del tipo de desplazamiento.

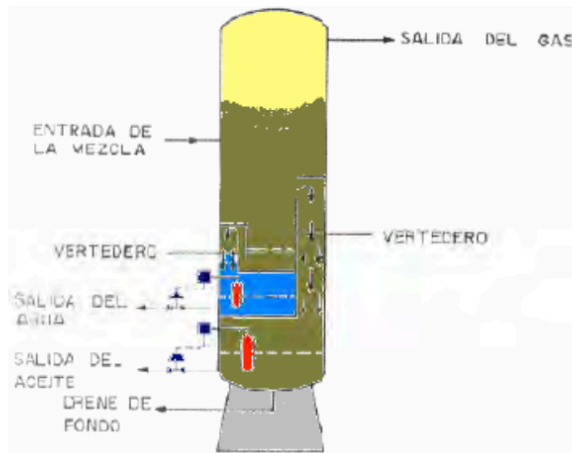


Figura 1-8: Separador trifásico con vertederos como controladores de nivel.

En la figura 1-8 se observa un separador trifásico en el cual, tanto el controlador de nivel total de líquidos como el de la interfase agua-aceite son vertederos.

A continuación la tabla 1-2 muestra las ventajas y desventajas de las distintas formas de control de nivel de líquidos, por figura.

Tabla 1-2: Tabla comparativa de ventajas (+) y desventajas (-) de las diferentes formas de control de nivel de líquidos, por figura.

Figura 1-6: Separador trifásico con controladores de nivel del tipo de desplazamiento	Figura 1-7: Separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interfase agua-aceite.	Figura 1-8: Separador trifásico con vertederos como controladores de nivel
+ Diseño simple. Fácil de dar mantenimiento y de limpiar. + Al mover los controladores de nivel se pueden variar	+ Se puede regular fácilmente la interfase agua-aceite debido a los dispositivos que contiene.	+ Si las descargas del aceite o agua fallan, únicamente sale a través de ellos el aceite o el agua, dependiendo de la que

<p>fácilmente los volúmenes para retención del aceite y del agua.</p> <p>+ El volumen de la sección de almacenamiento de líquidos disponible, es mayor que cuando se usa alguna de las otras formas de control.</p>		<p>falle.</p> <p>+ Se opera de manera sencilla.</p>
<p>- En ocasiones falla el controlador de la interfase agua-aceite o la válvula de descarga de agua, ocasionando que el aceite y el agua sean descargados a través de la salida del agua.</p> <p>- Se requiere de experiencia para operar esta forma de control de nivel.</p>	<p>- Es difícil darle mantenimiento y limpieza.</p> <p>- El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos, es substancialmente menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel mostrado en la figura 1-6.</p>	<p>- Es aún más difícil de darle mantenimiento y limpieza que al de la figura 1-7.</p> <p>- El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos es menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel de la figura 1-7.</p> <p>- Aunque los vertederos del control de nivel son ajustables, su maniobra es difícil.</p>

1.3 Mecanismos de separación

Los procesos de separación se encuentran regidos por diferentes mecanismos y leyes. Es importante entender los mecanismos o procedimientos a través de los cuales ocurre la separación de fluidos dentro de un separador. La separación de mezclas se logra mediante la combinación de diversos factores físicos como los siguientes:

- Gravedad
- Fuerza centrífuga
- Choque

1.3.1 Separación por gravedad

Este mecanismo de separación es el más utilizado para separar corrientes tanto de líquido-gas como de líquido-líquido. Es el más utilizado debido a que el equipo que se requiere para llevar a cabo dicho mecanismo es muy sencillo. Secciones ampliadas en una línea de flujo, actúan como dispositivos de asentamiento; aquí las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas se asientan por gravedad. Para que ocurra el asentamiento por gravedad, debe haber una reducción en la velocidad del flujo.

Como se ha explicado en secciones anteriores (sección 1.1), el asentamiento por gravedad ocurre principalmente en la sección secundaria del separador. De aquí que a dicha sección se le conozca comúnmente con el nombre de sección de asentamiento por gravedad.

La fuerza de gravedad está regida por una aceleración y ésta por una velocidad. Dentro del separador, las partículas se asientan a una velocidad constante, a esta velocidad se le conoce como velocidad de asentamiento. Por ejemplo, en un separador vertical donde el flujo es vertical hacia arriba, las partículas de líquido caen en dirección opuesta al flujo del gas, descienden por la acción gravitacional y se aceleran hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional. A partir de entonces, las partículas van cayendo hasta el fondo del separador a una velocidad constante o velocidad de asentamiento.

La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro indica la velocidad máxima que debe tener el gas, para permitir que partículas de este diámetro o mayor se separen.

Para calcular la velocidad de asentamiento, se establece un balance de fuerzas mecánicas que actúan sobre una burbuja o gota de líquido en una corriente de gas dentro del separador, tal y como se observa en la figura 1-9.

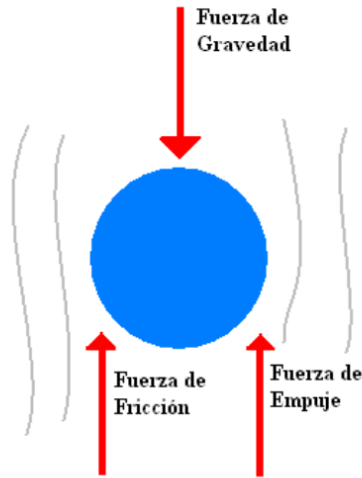


Figura 1-9: Esquema que muestra las fuerzas que actúan sobre una gota de líquido al caer en una corriente de gas.

$$F_T = F_g - F_e - F_f, \dots\dots\dots (1)$$

que es lo mismo que:

[Fuerza total actuando sobre la partícula] = [fuerza de gravedad – fuerza de empuje – fuerza de fricción].

Definiendo las fuerzas, tenemos que:

Fuerza de gravedad que actúa sobre la partícula (p):

$$F_g = \rho_L g V_p \dots\dots\dots (2)$$

Fuerza de empuje o de Buoyancy que actúa sobre la partícula (p):

$$F_e = \rho_G g V_p \dots\dots\dots (3)$$

Fuerza de fricción que actúa sobre la partícula (p):

$$F_f = \frac{1}{2} f_p A_p \rho_G u_p^2 \dots\dots\dots (4)$$

Realizando un balance de fuerzas, tomando como base un estado estacionario de la partícula

$$F_T = 0.$$

$$F_f = F_g - F_e$$

$$\frac{1}{2} f_p A_p \rho_G u_p^2 = g V_p (\rho_L - \rho_G) \dots \dots \dots (5)$$

Suponemos que la partícula tiene forma esférica, por lo tanto:

$$V_p = \frac{\pi d^3}{6} \quad , \quad A_p = \frac{\pi d^2}{4} ,$$

sustituyendo V_p y A_p en la ecuación (5):

$$\frac{1}{2} f_p \frac{\pi d^2}{4} \rho_G u_p^2 = g \frac{\pi d^3}{6} (\rho_L - \rho_G) ;$$

despejando u_p o velocidad de asentamiento de la partícula en la ecuación, se tiene que:

$$u_p = \sqrt{g \frac{8d}{6 f_p \rho_G} (\rho_L - \rho_G)} , \text{ simplificando la ecuación;}$$

$$u_p = \sqrt{\frac{4gd}{3f_p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G}} , \dots \dots \dots (6)$$

Dónde f_p es el factor de fricción de la partícula o coeficiente de arrastre, el cual se puede calcular a partir de la figura 1-10, dónde se grafica contra el parámetro adimensional del número de Reynolds.

$$Re = \frac{u_p d \rho_G}{\mu_G} .$$

También al dimensionar el separador, se utiliza la siguiente ecuación:

$$u_p = k_s \cdot \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G}} , \text{ por lo tanto } k_s = \sqrt{\frac{4gd}{3f_p}}$$

Dónde k_s es la constante de separación. Para separadores horizontales, API [Guðmundsson 2008] sugiere

$$0.12(m/s) < k_s < 0.15(m/s)$$

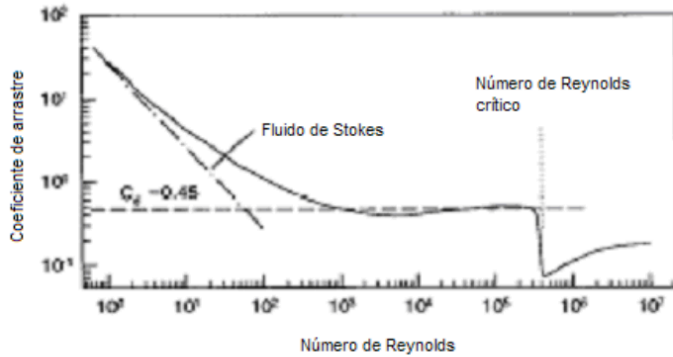


Figura 1-10: Gráfica para determinar el factor de fricción (Gráfica de Mooney).

Se sabe que, para flujo laminar, es decir flujo de Stokes, el factor de fricción se comporta de manera lineal, por lo que se puede determinar a partir de la siguiente fórmula:

$$f_p = \frac{24}{Re_p} \dots\dots\dots (7)$$

La ley de Stokes sugiere entonces, que la partícula se encuentra inmersa en un flujo laminar, de aquí que, usando el Número de Reynolds y el factor de fricción y sustituyéndolos en la ecuación (6), nos queda que:

$$u_p = \frac{gd^2}{18} \left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\mu_G} \right) \dots\dots\dots (8)$$

La ecuación (8) representa la velocidad de asentamiento de la partícula, en una corriente de gas.

Si la separación ocurre en un dispositivo centrífugo o un hidrociclón, la constante de gravedad g , debe sustituirse por ωr ó $\frac{u_T^2}{r}$ (m/s^2); dónde ω es la velocidad angular (grados/segundo), r es el radio y u_T es la velocidad tangencial de la partícula.

También dentro de las fases en el separador se debe considerar la velocidad de ascensión de las burbujas de líquido que pasan por la fase gaseosa. La velocidad de ascensión de la burbuja está dada por la siguiente ecuación:

$$u_B = \frac{gd^2}{18} \left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\mu_L} \right) \dots\dots\dots (9)$$

Una modificación de la Ley de Stokes, es la establecida por Haramand-Rybczynski para partículas donde se mantiene una circulación interna.

$$f_p = \frac{24}{\text{Re}_p} \left[\frac{1 + \frac{2}{3}\bar{\mu}}{1 + \bar{\mu}} \right] \dots\dots\dots (10)$$

Dónde $\bar{\mu}$ es la relación entre la viscosidad de la fase continúa y la viscosidad de la partícula o de la burbuja.

Para una partícula en gas

$$\bar{\mu} \rightarrow 0;$$

y para la velocidad de asentamiento y de ascensión basada en la ley de Stokes resulta:

Para la burbuja en líquido:

$$\bar{\mu} \rightarrow \infty .$$

Así el factor de fricción resulta:

$$f_p = \frac{16}{\text{Re}_p} \dots\dots\dots (11)$$

por lo tanto la velocidad de ascensión de la burbuja dentro de la fase líquida queda expresada por ecuación (11):

$$u_B = \frac{3}{2} \frac{gd^2}{18} \left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\mu_L} \right) \dots\dots\dots (12)$$

1.3.2 Separación por fuerza centrífuga

La fuerza centrífuga inducida a las partículas de líquido que están suspendidas en una corriente de gas, puede ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas. Este principio mecánico de separación se emplea en un separador, tanto en la sección primaria de separación como en algunos tipos de extractor de niebla, por ejemplo en el tipo ciclónico.

Las partículas de líquido colectadas en las paredes de un extractor de niebla tipo ciclónico, difícilmente son arrastradas por la corriente de gas. Sin embargo, la velocidad del gas en las paredes del tubo ciclónico, no debe ser mayor de un cierto valor crítico.

Es recomendable que la velocidad del gas ($\rho_g u^2$), se mantenga en 900, u es la velocidad del gas a la entrada del tubo ciclónico en ft/s. Del mismo modo, también es recomendable que u sea menor a 45 ft/s.

La ley de Stokes también se puede aplicar al caso de separación por fuerza centrífuga. Sustituyendo g por la aceleración debida a la fuerza centrífuga a , se tiene entonces que:

$$u_T = \frac{ad_p^2(\rho_p - \rho_g)}{18\mu_g} \dots\dots\dots (13)$$

Considerando que u_T es constante en magnitud e igual a U_m y que:

$$F_c = \frac{U_m^2 m_p}{r} \dots\dots\dots (14)$$

Combinando la ecuación anterior con las expresiones $F_c = m_p a$ y $S = 2\pi N$, se obtiene:

$$a = \frac{2\pi N U_m^2}{S} \dots\dots\dots (15)$$

Sustituyendo la ecuación (15) en la ecuación (13) y despejando d_p .

$$u_T = \frac{2\pi N U_m^2 d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18\mu_g S}$$

$$d_p^2 = \frac{18u_T\mu_g S}{2\pi N U_m^2 (\rho_p - \rho_g)}; \text{ recordando que } u_T = U_m.$$

$$d_p = \sqrt{\frac{9\mu_g S}{\pi N U_m (\rho_p - \rho_g)}} \dots\dots\dots (16)$$

Con la ecuación (16) se puede calcular el tamaño de las partículas de líquido que se pueden separar por fuerza centrífuga.

1.3.3 Separación por choque

Este mecanismo de separación, probablemente sea el mecanismo más empleado en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas. La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo veleta y en los de malla de alambre entretrejido.

Se le llama distancia de paro, a la distancia que una partícula de cierto diámetro, viaja a través de una línea de corriente de gas. La ley de Stokes nuevamente resulta útil para el cálculo de dicha distancia, al aplicarle la siguiente modificación y obteniendo así la ecuación (17).

$$S_p = \frac{d_p^2 \rho_g u_T}{18\mu_g} \dots\dots\dots (17)$$

Como se observa en la ecuación (17), la distancia de paro es directamente proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula de líquido. Esto quiere decir que para las partículas más pequeñas su distancia de paro es más corta y que, por lo tanto, tienen mayor tendencia a desviarse alrededor de la obstrucción.

Ahora bien, habiendo concluido la explicación de los diferentes mecanismos de separación, se procederá a mencionar los factores que determinan el nivel de eficiencia de separación en cualquier proceso.

- **Tamaño de las partículas de líquido:** Teóricamente todas las gotas con diámetro mayor que el de la base deben ser eliminadas. Se ha observado que en un proceso de separación se

logra separar, por ejemplo, un 50% de un tamaño determinado (“x”) de partículas y sólo se eliminan un 22% de las partículas con la mitad de tamaño (“x/2”) que de las anteriores. Mientras que se logran eliminar un 90% de las partículas con un triple del tamaño originalmente mencionado (“3x”).

- **La distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador:** Para ilustrar este factor, se puede analizar la siguiente situación: Considérese que un separador se instala, para separar un volumen de líquido de 2000 galones por cada millón de pie cúbico de gas. De este volumen de líquido, 0.5 galones están formados por partículas menores de 10 micras. Si el separador tiene una eficiencia de 80% para separar partículas menores de 10 micras, entonces su eficiencia total será de casi 100%.
- **Velocidad del gas:** Normalmente los separadores se diseñan de tal forma que las partículas de líquidos mayores de 100 micras se deban separar del flujo de gas en la sección de separación secundaria. Por otro lado las partículas más pequeñas se separan en la sección de extracción de niebla. Si aumenta la velocidad del gas a través del separador, sobre un cierto valor establecido en su diseño previo, aunque se logre incrementar el volumen de gas manejado, no se lograrán separar totalmente las partículas de líquido mayores de 100 micras en la sección de separación secundaria. Esto ocasionará que se inunde el extractor de niebla y, como consecuencia, habrá arrastres repentinos de baches de líquido en el flujo de gas que sale del separador.
- **Presión de separador:** Siempre existe una presión óptima de separación para cada situación en particular. En ocasiones al disminuir la presión de separación, principalmente en la separación de gas y condensado, la recuperación de líquidos aumenta. Se debe considerar aún así, el valor económico del incremento de volumen de líquidos, contra la compresión extra que pueda llegar a necesitarse para transportar el gas. La capacidad de los separadores también es afectada por la presión de separación. Al aumentar la presión, aumenta la capacidad de separación de gas y viceversa.
- **Temperatura de separación:** A medida que va disminuyendo la temperatura de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador. A continuación la figura 1-11 ilustra una gráfica de temperatura de separación contra recuperación de líquidos.

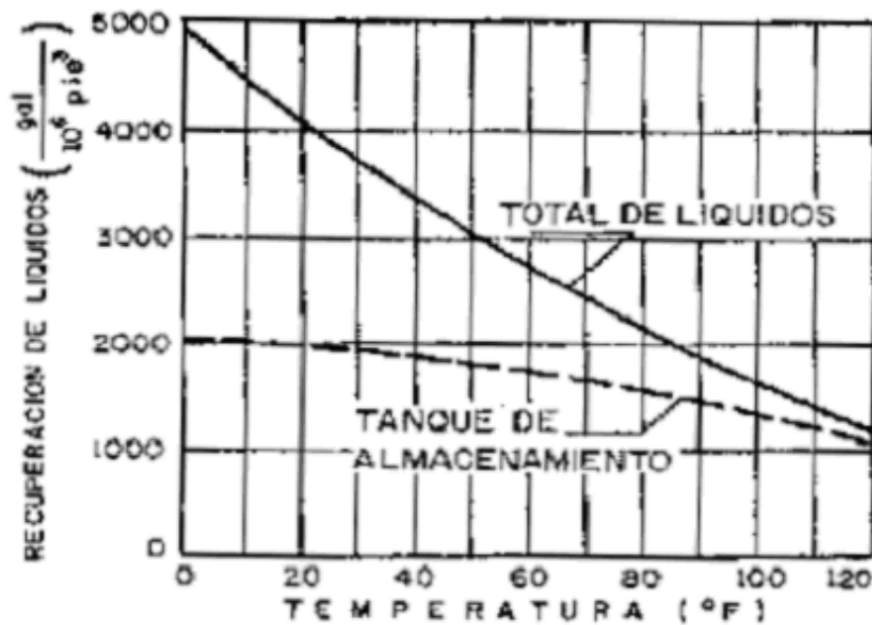


Figura 1-11: Gráfica de temperatura de separación vs. recuperación de líquidos.

Como se observa en la figura 1-11, se obtiene la máxima recuperación de líquidos en el separador cuando $T=0^{\circ}\text{F}$, que es aproximadamente de 5000 galones por millón de pie cúbico. Aún cuando se recuperan 5000 galones por millón de pie cúbico, de éstos se evaporan aproximadamente 3000. Este vapor generalmente se libera a la atmósfera, por lo que repercute en grandes pérdidas para la producción. Además se deben considerar otro tipo de aspectos para cuando se pretende separar a baja temperatura, tales como:

- La separación a baja temperatura requiere de equipo adicional de enfriamiento.
 - Se presentan otros problemas de operación, tal como la formación de hidratos.
- **Densidad del líquido y del gas:** La capacidad de manejo de gas de un separador, es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas, como se muestra en la ecuación (18):

$$Capacidad = \frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G} \dots\dots\dots (18)$$

- **Viscosidad del gas:** Los efectos de la viscosidad del gas en el proceso de separación se pueden apreciar desde la velocidad de asentamiento de las partículas líquidas, pues a mayor viscosidad del gas, disminuye la velocidad de asentamiento y por lo tanto, la capacidad de manejo de gas del separador.

2. Desarrollo de la separación de fluidos bajo el mar

A partir de mediados de la década de los 80's se comenzaron a implementar sistemas para tratar el agua producida de los pozos costa afuera, para posteriormente desecharla nuevamente al mar. La separación submarina como tal nació en la década de los 90's, llevándose a cabo los primeros experimentos por Statoil (hoy StatoilHydro) y con ello también el nacimiento de la separación en el fondo del pozo.

El desarrollo de campos ya sean marginales o de aguas profundas, requiere nuevas alternativas, de tal forma que se logre una mayor producción. Para lograr este objetivo, se desarrollan un gran número de experimentos, simulaciones y todo tipo de pruebas, de tal manera que se puedan minimizar los riesgos al momento de llevar a cabo las operaciones en campos reales.

Muchos campos marginales se pueden desarrollar usando solamente tuberías de retorno/"risers" hacia las plataformas, en las cuales se lleva a cabo el proceso de separación, a través de un separador gravitacional. Desafortunadamente, cada vez se requieren soluciones de mayor complejidad, debido a que los nuevos yacimientos que van siendo encontrados tienen nuevas y más complejas características y están sometidos a condiciones cada vez más severas. A su vez las distancias entre el campo y las plataformas de producción cada vez son mayores. Bombeo multifásico y separación submarina son las dos alternativas más comunes que se proponen para llevar a cabo la optimización de este tipo de campos.

Es muy común hoy en día tener campos submarinos con altos porcentajes de agua, lo cual puede incrementar la columna hidrostática ejercida en el fondo de los pozos. Esto decrementa el diferencial de presión de producción con lo que eventualmente se decrementa a su vez la producción de aceite, o en algunos casos llega a detener la producción por completo. Manejar este tipo de agua, la cual es una mezcla entre el agua de mar inyectada y el agua del yacimiento, no es una tarea sencilla; aunado a ello es de suma importancia considerarla cuando se incrementa su producción. Normalmente, el agua se separa del aceite y se le da tratamiento para que al final tenga un bajo contenido de aceite, de tal forma que no dañe o cree un impacto en el pozo. Posteriormente se vierte de regreso al océano, se inyecta de regreso al yacimiento para mantenimiento de presión o en un caso extraordinario se transporta hasta tierra para su uso y/o tratamiento.

El uso de un sistema de separación submarina que permita la separación agua/aceite en el lecho marino, resulta ser una alternativa muy atractiva para realizar trabajos de optimización en muchos campos hoy en día. Especialmente durante su etapa madura de producción. Un beneficio de tener este sistema, es que no se necesita mantener instalaciones para tratamiento y separación de agua a bordo de una plataforma.

Hoy en día también se utilizan dispositivos de separación en el fondo del pozo, los cuales como su nombre lo indican van colocados hasta el fondo del pozo para aprovechar la energía de entrada del pozo y la corriente inicial de fluidos para separar el agua del aceite. Al aplicar la separación de agua y aceite en el fondo del agujero, se podría eliminar el uso de sistemas gravitacionales en la plataforma y de instalaciones para manejar el agua producida y/o separada, y disponiéndose de ese espacio para otros equipos o actividades. También, se reduce la densidad de la corriente dentro del pozo, lo que permite aumentar el flujo de fluidos a través de la tubería, y con ello también la producción de hidrocarburos en el pozo.

Para finalizar, se mencionarán las tareas principales de un proceso submarino:

- Remoción del agua, con re-inyección o desecho.
- Bombeo de una sola fase o multifásico de los fluidos del pozo.
- Separación de arenas y sólidos así como sistemas para manejar la arena.
- Separación de gas/líquido y bombeo de líquidos.
- Tratamiento del gas.
- Compresión del gas.

1.1 Separación Submarina

La separación submarina o en el lecho marino, es una actividad que se lleva acabo comúnmente hoy en día para deshacerse del agua producida por los pozos costa afuera. Se colocan instalaciones enteras para efectuar procesos de manera submarina y así transportar solamente los hidrocarburos hacia la superficie. La figura 2-1 muestra un esquema de lo que es una instalación submarina de un sistema de separación, en el que se incluyen los elementos que la componen, en el cual todos los componentes tanto principales como secundarios se ensamblan de manera separada; es decir que se puedan regresar a la superficie por separado.

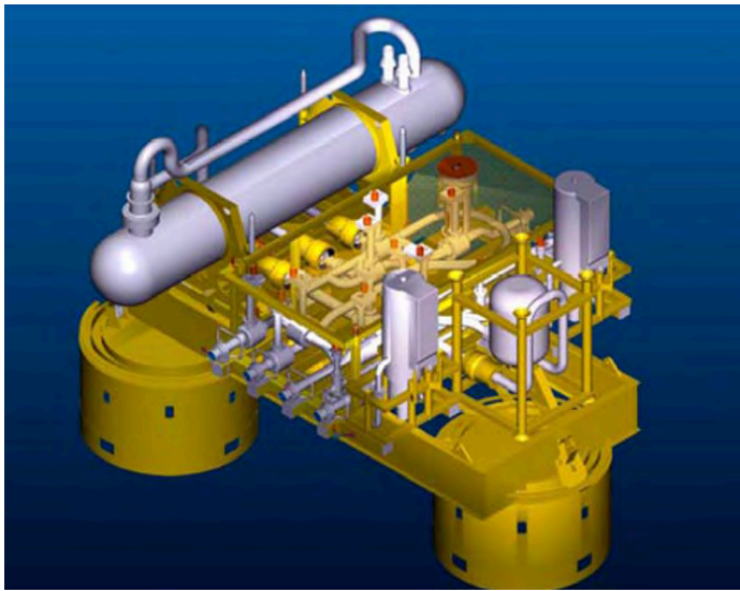


Figura 2-1: Estación de separación submarina de agua.

Anteriormente el agua que se inyectaba para mantenimiento de presión del yacimiento, había sido normalmente agua de mar. El agua producida era tratada y desechada al mar, contaminando así el mismo debido al aceite remanente y los químicos producidos. En los últimos años esta tendencia se ha ido cambiando rápidamente, utilizando el agua producida en lugar del agua de mar para mantenimiento de presión, obteniéndose una serie de beneficios tales como: reducción de la contaminación, decremento en el riesgo de la formación de H_2S y menos problemas con la depositación de sólidos debido a la mezcla entre el agua de mar y la producida.

La instalación de un equipo de separación submarina siempre viene asociada con grandes riesgos, debido a que se requieren de inversiones fuertes y adicionalmente se espera que dicho equipo dure por lo menos 25 años. El sistema al mismo tiempo debe ser lo más compacto y ligero posible para poder bajarlo al lecho marino y realizar la instalación apropiada. Además se requiere de una alta eficiencia de separación en una sola etapa, y el manejo de arena es básico.

La figura 2-2 muestra un esquema detallado de como se desarrolla la separación submarina, equipada con un sistema de bombeo en el que se conduce el agua removida hacia un pozo inyector.

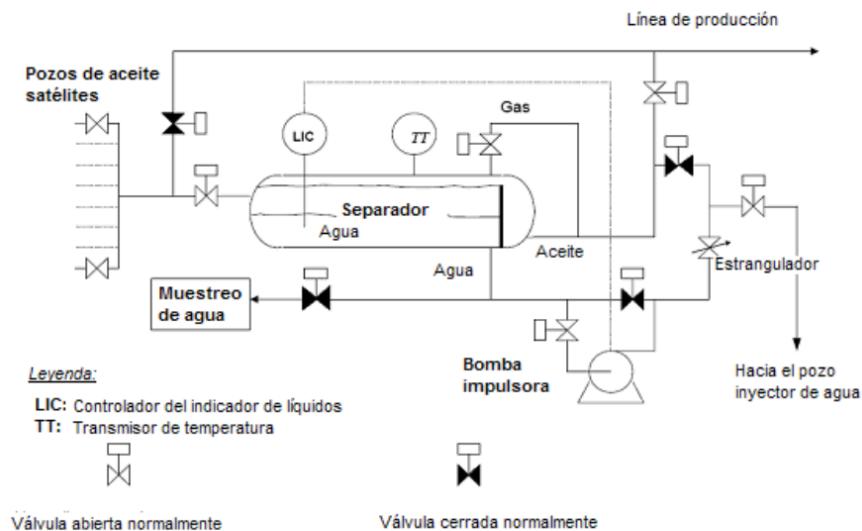


Figura 2-2: Esquema del proceso de separación submarina [Sangesland 2008].

El primer sistema de este tipo se instaló en el año 2001 en el campo Troll, en Troll C, en el Mar del Norte.

Dentro de las limitaciones actuales en la separación bifásica de fluidos complejos es que requieren una mayor tolerancia de gas en el proceso de separación. Se necesita mejorar y reforzar la habilidad para diseñar equipos eficientes de separación, además de predecir el desempeño del equipo con suficiente certeza.

Tomando un mayor enfoque hacia el medio ambiente, a pesar de que no se obtenga ningún incremento en la recuperación, algunas compañías petroleras incluso consideran re-inyectar toda el agua producida dentro de un pozo de deshecho especialmente diseñado para eso. Parece obvio considerar que el agua producida debe separarse del aceite y re-inyectarse cerca de los pozos para así evitar grandes distancias de transporte hacia la plataforma debido a la mayor tendencia que existe hoy en día de tener pozos submarinos y del incremento en los tirantes de agua.

Para aplicaciones en aguas profundas, la separación de gas y líquido con un bombeo continuo de la fase líquida puede proveer de una solución eficiente para el incremento de producción. Esto se puede utilizar de manera individual o combinándola con la remoción del agua como se observa en la figura 2-3. Este tipo de aplicaciones se han llevado a cabo actualmente en proyectos piloto para verificar su capacidad y rentabilidad, obteniendo resultados excelentes, inclusive para aceites

pesados (19°API) como en la Cuenca de Brasil [De Figueiredo 2005]. Estas aplicaciones pueden introducir retos para la bomba respecto a un incremento de presión cuando éste llegase a ser necesario (tanto para bombear el agua como para bombear el aceite), de la capacidad (tamaño del motor, etc.) y también de la viscosidad (por ejemplo un crudo viscoso).

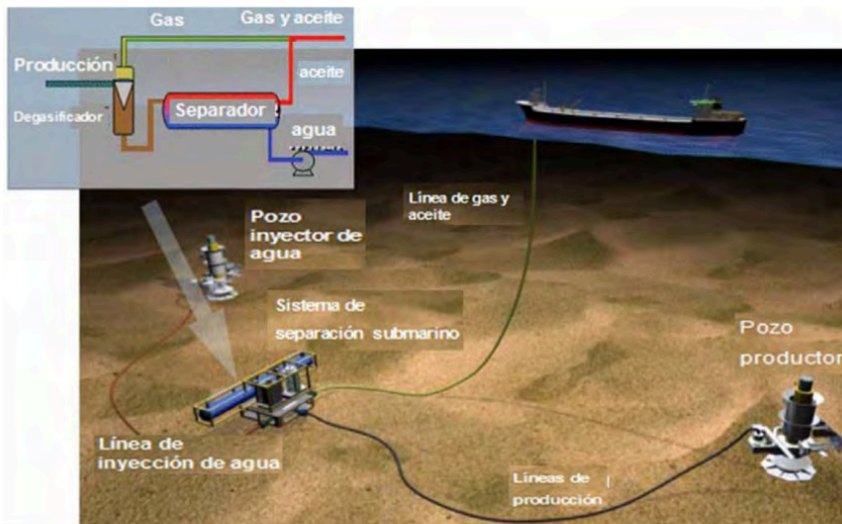


Figura 2-3: Esquema del proceso de separación submarina de agua.

1.2 Separación submarina utilizando la separación gravitacional como mecanismo de separación

Los proyectos Troll Pilot y Tordis en el Mar del Norte incluyen separadores submarinos horizontales gravitacionales.

2.2.1 EL Proyecto Troll Pilot

Se le denominó así debido a que, un objetivo importante fue obtener experiencia operacional antes de que este tipo de implementación fuese considerada como una opción estándar para desarrollo de campos [Bringedal et al. 1999]. Troll Pilot fue desarrollado por ABB Offshore Systems en cooperación con Norsk Hydro. De las características del separador empleado destacan:

- Longitud 12 m.
- Diámetro de 3 m.
- Peso aproximado de 400 ton.
- Profundidad de colocación de 340 m.
- Principio de separación gas/aceite: gravedad.

El sistema fue desarrollado para separar y reinyectar el agua producida de 4-8 pozos submarinos.

El agua separada es reinyectada en el yacimiento a través de un pozo inyector. Al instalar el sistema de proceso submarino el campo Troll se han eliminado los problemas de capacidad de manejo de líquidos. La separación submarina ha incrementado el factor de recuperación en los pozos y se redujeron los costos de inversión para el desarrollo del campo. El proyecto también se caracteriza por ser amigable con el medio ambiente, al reducir las descargas del agua producida.

2.2.2 El Proyecto Tordis IOR

El Proyecto Tordis IOR (“Improved Oil Recovery”, Recuperación Mejorada de Aceite), introdujo el primer sistema de separación, bombeo e inyección submarina a gran escala a nivel comercial. Este sistema se instaló en el año 2007 y fue desarrollado en conjunto con StatoilHydro y FMC. Tordis está instalado entre el campo submarino Tordis y la plataforma Gulfaks C, a 200 metros de profundidad, como se muestra en la figura 2-4.



Figura 2-4: Ilustración del área de operación, con Tordis conectado a Gullfaks C a través de de dos tuberías de 11 km.

El sistema incluye un separador submarino de agua/aceite, inyección de agua, manejo de arena, bombeo y medición multifásicas, tal y como se muestra en la figura 2-5.

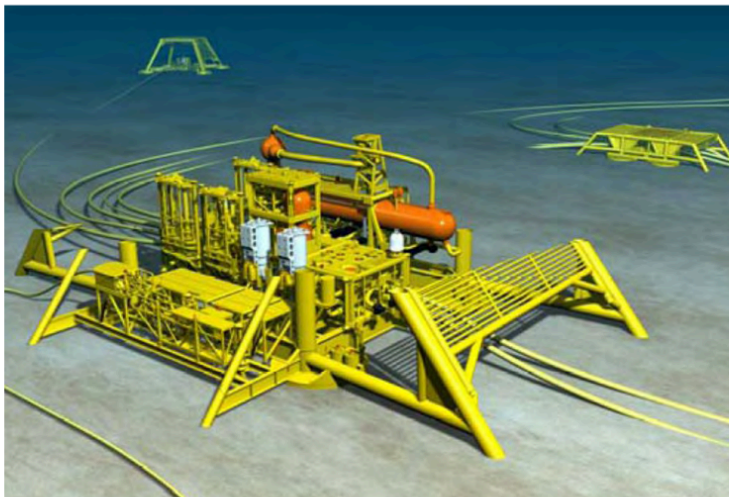


Figura 2-5: Ilustración de una estación de separación, bombeo e inyección submarina. Las vasijas de separación y de extracción de arena se muestran en naranja. La bomba multifásica, de inyección de agua y detector de cortes se muestran en blanco.

Como se observa en la figura 2-5 dentro del esquema del equipo de separación se puede apreciar el pozo inyector de agua (arriba a la izquierda) y el manifold de entrada de las tuberías (derecha). O como se muestra mejor en la figura 2-6, donde se incluye otro esquema de las instalaciones que existen en Tordis.

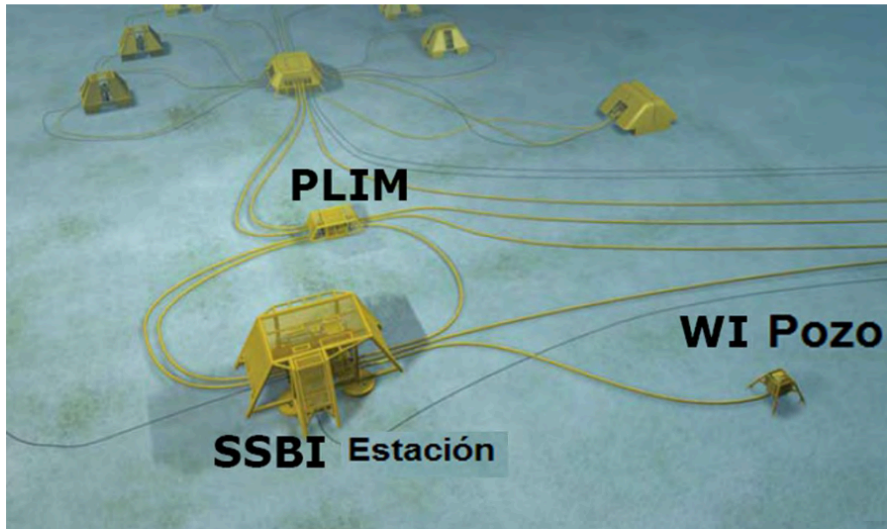


Figura 2-6: Equipo de producción y de separación submarina en el campo Tordis. Se observa el anifold de entrada de las tuberías (PipeLine Inlet Manifold, PLIM), el pozo inyector de agua (Water Injection well, WI well) y la estación de separación.

Este sistema lo que hace es separar el agua producida y reducir la presión de respaldo o contrapresión de los pozos en todo el campo Tordis y con ello se incrementa la producción de aceite. La instalación del separador submarino conjuntamente con toda la infraestructura anexa, ha permitido incrementar el porcentaje de recuperación total del campo de 49 a 55% [Gjerdseth et al. 2007]. También se han disminuido considerablemente las descargas de agua al mar.

La corriente proveniente del pozo se conduce hacia el interior del tanque de separación, dónde un separador ciclónico separa la mayor parte del gas y lo conduce hacia una línea separada “bypass” hacia fuera del tanque, como se indica en la figura 2-7.

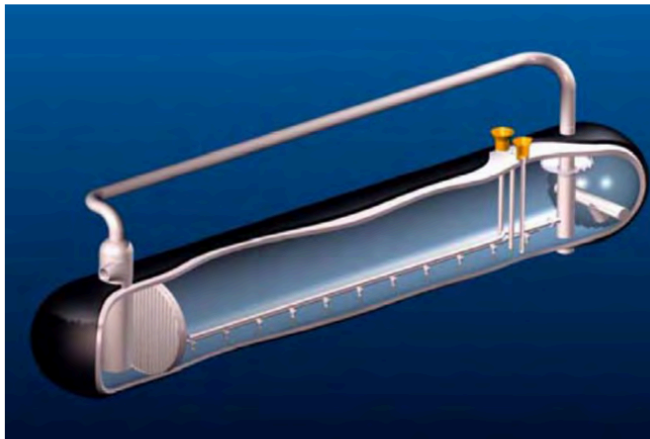


Figura 2-7: Vista del interior de un separador submarino, en la cual se observa el separador ciclónico a la entrada y la conducción del gas separado hacia el “bypass”.

Esta etapa de separación permite disminuir el tamaño del tanque de separación, tal y como se observa en la figura 2-8.



Diseño convencional con ciclón interno a la entrada

Diseño nuevo con línea bypass para gas

Figura 2-8: Ilustración que muestra la disminución del tamaño del separador cuando se le agrega la línea separada “bypass”, para conducir el gas separado por el separador ciclón a la entrada del separador submarino.

El agua remanente, gas, aceite y arena se separan debido al mecanismo de separación por gravedad (sección 1.3.1) Los hidrocarburos se bombean a través de bombas multifásicas hacia Gullfaks C.

La arena se deposita en el fondo del separador y un sistema de drene extrae la arena en ciertos intervalos. La arena se transporta hacia el extractor de arena donde se vuelve a mezclar con el agua separada. La mezcla se re-inyecta a un yacimiento no-petrolífero, denominado “Formación Utsira”. Sin embargo la arena también se puede mezclar con el flujo de hidrocarburos y bombearse todo de regreso a Gullfaks C dado que, el sistema está diseñado para manejar grandes cantidades de arena (50-500 Kg/día).

El tamaño del agujero del árbol de inyección de agua es de 11” y la presión del árbol es de 5000 psi. Se instaló una gorra de árbol interna convencional en la sección de entrada vertical del árbol. Esto facilita las operaciones de reparación y mantenimiento del árbol. La bomba de inyección de agua y multifásica son bombas estándar Framo, las cuales se controlan a través de un cable eléctrico de potencia desde Gullfaks C.

Dos medidores multifásicos de flujo registran la composición del flujo del pozo para así preparar la configuración adecuada del separador. Un sistema de monitoreo de nivel se instaló en el tanque de separación para monitorear las interfaces de agua, gas y aceite, que proporcionan a su vez la información necesaria para seleccionar la velocidad adecuada de la bomba de agua y de la bomba multifásica.

Para llevar a cabo todo el diseño y desarrollo de este sistema se tomaron en cuenta entre muchos, los requerimientos siguientes:

- Permitir que todos los módulos fueran recuperables.
- Los componentes sensibles debían ir instalados sobre módulos que fueran fácilmente recuperables.
- Condiciones sencillas de monitoreo de hidrocarburos, arenas y agua.
- Llevar a cabo operaciones de manera sencilla, a bajo costo y de manera confiable.

2.2.3 Separación Gravitacional Submarina

Para procesos en aguas profundas es esencial usar separadores con espesores grandes, eficientes y que al mismo tiempo sean compactos, y sobre todo casi libres de mantenimiento; debe tomarse en cuenta que debe existir una relación estrecha entre un tamaño compacto y eficiencia. Normalmente los equipos sencillos y robustos tienen un desempeño limitado y no se logran alcanzar con ellos los niveles de eficiencia de separación deseados. Muchos de los grandes retos tecnológicos que existen hoy en día relacionados con la implementación de la separación submarina, son las bajas temperaturas presentes en el lecho marino y los tirantes de agua. Se debe instalar un sistema para control de hidratos. El diseño e instalación de un separador submarino en aguas profundas puede convertirse en un problema real. Debido a los espesores de pared que se requieren para soportar la presión hidrostática a la cual estará sometido a las condiciones específicas de profundidad y de localización geográfica.

Las gotas grandes de fluido se separan y se mueven más rápido que las gotas más pequeñas. Existen tratamientos para mezclas agua/aceite que permiten hacer crecer las gotas de líquido en ellas. Llevar a cabo esta práctica de forma submarina haría que el proceso de separación fuera más rápido y por lo tanto, ayudaría a disminuir los volúmenes actuales de los tanques de separación. Un campo electrostático aplicado a la mezcla de agua/aceite usando coalescencia electrostática y di-electroforesis afectaría significativamente el crecimiento de la gota y de la separación. Esta tecnología ya se ha probado exitosamente en instalaciones en superficie para separaciones de agua/aceite.

Evaluación de los separadores gravitacionales:

- Sólo han sido probados para aguas someras de 200 a 350 metros de profundidad.
- Su diseño debe ser grueso (de espesores grandes) y largo para que soporten las presiones hidrostáticas.
- Su instalación y diseño en aguas profundas resulta ser complicado e impráctico, y pueden no ser la mejor alternativa.

1.3 Conceptos de Separación Submarina

1.3.1 Proceso Centrifugo

Los procesos centrífugos utilizan las fuerzas centrífugas para separar una mezcla. La velocidad de asentamiento para las partículas dentro del proceso es una función de su tamaño, de su forma, de la aceleración centrífuga, de la fracción de volumen de sólidos en la mezcla, de la densidad y de la viscosidad.

1.3.2 Hidrociclones

Se puede utilizar un hidrociclón para separar fluidos de diferente densidad. Un hidrociclón sencillo es de forma cónica, con la punta apuntando hacia abajo. La mezcla entra de manera tangencial en la base a velocidades altas y entonces la fuerza centrífuga actúa al encontrarse con la resistencia del líquido. Las partículas más grandes y densas se conducen hacia la pared y son expulsadas por la punta. Las partículas más finas y menos densas permanecen en el líquido y salen por la base a través de un tubo extendido por todo el cuerpo del ciclón. Los hidrociclones se utilizan normalmente en sistemas de separación para fondo de pozo (ver sección 2.4.1) que son manejados por Bombas centrífugas (ESP). Sin embargo los ESP parecen tener poco tiempo de vida y poca confiabilidad, además una intervención a estos equipos es extremadamente difícil, ya que a grandes profundidades es muy difícil recuperar estos equipos.

1.3.3 El concepto VASPS

El concepto VASPS (por sus siglas en inglés, Vertical Annular Separation and Pumping System) o Sistema de Bombeo y Separación Vertical Anular, está compuesto por un separador submarino ciclónico vertical y de fuerza centrífuga. Este separador está combinado con una Bomba electrosumergible (ESP). En este sistema de separación bifásica de agua/aceite, la corriente del pozo entra tangencialmente a un “pozo dummy” (un pozo falso). El tamaño del pozo dummy es de 26” en diámetro y de 60 metros de profundidad, se perfora y coloca lo más cerca posible del pozo submarino de producción. Se obliga a la corriente del pozo a formar un flujo descendente en forma de hélice en el cual fuerzas centrífugas actúan para separar la fase gas/líquida. La bomba electrosumergible bombea la fase líquida mientras que el gas se transporta hacia la plataforma.

La figura 2-9 muestra un esquema detallado con los componentes principales que conforman un VASPS.

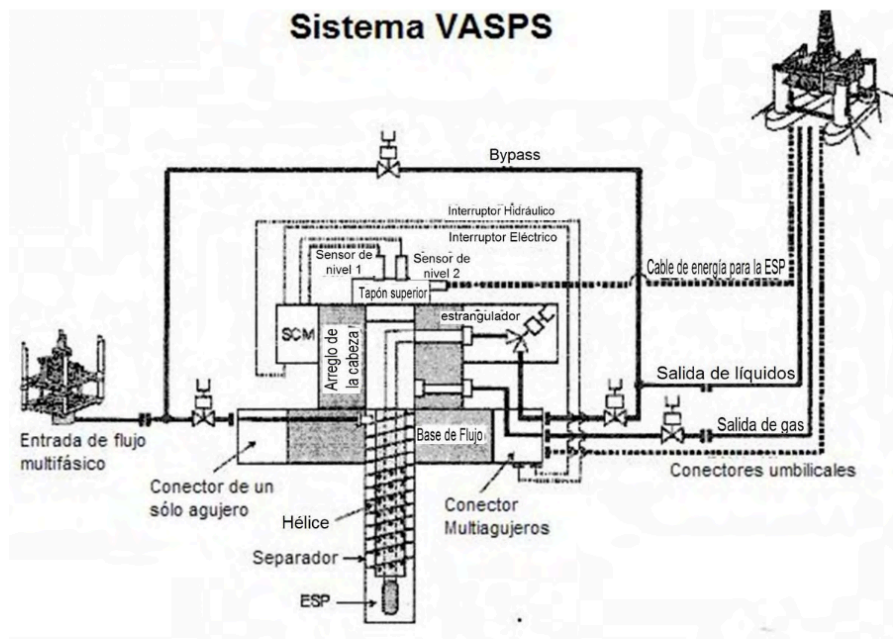


Figura 2-9: Componentes principales del sistema VASPS.

Un prototipo del VASPS se instaló dentro de un pozo dummy en el Campo Marimba en Brasil en 2001. El pozo dummy, MA-23, recibía la corriente de fluidos del pozo MA-01. El sistema producía de una plataforma semi-sumergible, P-08, con un tirante de agua de 423 m. Para el año 2001 justo antes de instalarle el sistema VASPS, el pozo MA-01 producía 750 m³/día de aceite por medio de bombeo neumático. La presión en la cabeza del pozo era de 36 kg_f/cm². Cuando se instaló el sistema VASPS, la fase separada permitió una reducción en la contra presión del pozo. La presión en la cabeza del pozo se redujo hasta 11 kg_f/cm² gracias al drene de flujo separado de las fases líquidas y gaseosas que van a la plataforma. Esto permitió un incremento en la producción del pozo MA-01, con un gasto de 1000 m³/día de aceite sin bombeo neumático.

En síntesis se puede decir lo siguiente del concepto VASPS:

- Se ha probado exitosamente a una profundidad de 423 metros.
- Reduce la presión de cabeza del pozo.
- Incrementa la producción.

- Se requiere de una plataforma semi-sumergible.
- El agua se debe procesar y tratar en la superficie.

1.3.4 Remoción del agua separada

Al ir adentrándose cada vez más en las aguas profundas y remotas, teniendo al mismo tiempo una atención y necesidad de mantener precios bajos en la producción del crudo y de un impacto ambiental por la producción de gas y aceite, se deben mejorar y restablecer los conceptos tradicionales para el desarrollo de un campo.

Una tendencia muy clara en este panorama es el incremento en el uso de soluciones submarinas. Los desarrollos submarinos son cada vez más y más complejos, desde los simples pozos satélites submarinos, pasando por los manifolds unidos hacia una plataforma satélite, hasta el implemento de estaciones de proceso/compresión submarinas.

Un producto no deseable cuando se produce aceite, como se ha venido mencionado en las secciones anteriores (secciones 2 y 2.1), es el agua. La mayoría de los campos experimentan un incremento gradual en la producción de agua del acuífero conjuntamente con el aceite durante la vida de un campo. Por ejemplo, campos que inicialmente producen aceite limpio pueden terminar produciendo hasta un 90% de agua en las etapas ya tardías de la vida del campo. La manera tradicional de controlar este tipo de situaciones es implementando instalaciones en una plataforma para anticipar y manejar la cantidad máxima de agua producida posible.

Si nuestro pozo o yacimiento tuviera cortes de agua bajos por ejemplo si tuviéramos una relación de corte de agua del 20% ($WC= 20\%$), separar el agua producida no tendría un gran impacto sobre los gastos de producción o en las cargas de líquido sobre el centro del campo. Sin embargo, al tener relaciones agua-aceite altas, la separación y la remoción del agua causarían menos caídas de presión en las tuberías y un impacto significativo de manera positiva en los gastos de producción.

La separación del agua producida puede ofrecer varias ventajas, tales como disminución en el tamaño de las instalaciones de proceso en la plataforma satélite, menor cantidad de risers y/o más pequeños, un decremento en el uso de químicos, una reducción en la contrapresión del yacimiento que resulta en un incremento en la producción y en la recuperación de aceite, facilitar la instalación

de otros pozos satélites y finalmente una disminución en las tendencias de formación de depósitos de sólidos en el equipo en la superficie.

Existen varias alternativas, para deshacerse del agua producida:

- Re inyección para mantenimiento de presión del yacimiento.
- Re inyección a pozos para deshecho.
- Transferirla a una instalación remota de procesamiento para efectuarle un tratamiento y de ahí descargarla al mar o re inyectarla.
- Tratamiento submarino y de ahí descarga al mar.

Aún cuando estas soluciones fueran factibles, la solución óptima siempre será específica de acuerdo al campo. Todas, excepto tratamiento submarino y descarga se consideran como alternativas viables.

1.3.5 Inyectando el agua producida

Se pueden llegar a necesitar altos gastos de inyección de agua para mantener la presión del yacimiento que conduce el aceite hacia los pozos a un gasto considerable, para incrementar la recuperación de las reservas. Con una inyección de agua de manera masiva, el agua se abrirá paso por sí misma y fluirá hacia dentro del sistema de producción. Cuando se re-inyecta el agua, disminuye su descarga hacia el mar. Al usar el agua producida para mantenimiento de presión del yacimiento, se reducen los problemas relacionados con la depositación de sólidos y contaminación. Al mismo tiempo disminuye considerablemente el riesgo de formación de hidratos en el yacimiento.

La figura 2-10 muestra en síntesis un esquema del proceso de separación y re-inyección del agua.

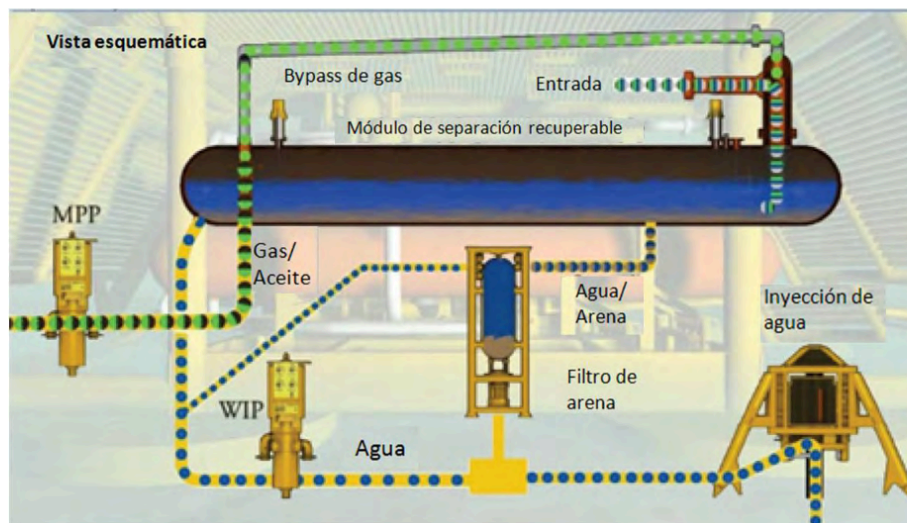


Figura 2-10: Esquema del proceso de separación e inyección submarina de agua (WIP, Bomba de inyección de agua, MPP, Bomba multifásica).

Como se observa en la figura 2-4, el agua ingresa al separador, extrayéndose a través de la línea de descarga y posteriormente se conduce para su inyección, en algunos casos como se observa en la misma figura y como se ha llevado a cabo en ciertas estrategias de proceso y transporte submarinas [StatoilHydro 2006], antes de proceder a su inyección hacia el yacimiento, el agua pasa por un proceso de extracción para remover la arena residual que lleva consigo.

Los procesos submarinos han estado presentes por aproximadamente dos décadas. Se han planteado y desarrollado varios equipos para realizar estas tareas. Ejemplos de estos son: Kvaerner Booster Station [Dahl 1992], El GA-SP [Appleford 1991], GLASS [Lovie 1993], el concepto VASPS [Baker et al. 1990] y el PETROBOOST entre otros.

1.4 Retos Clave

Una meta mayor es lograr un sistema flexible con gran disponibilidad, sin necesidad de intervenciones costosas frecuentes. A continuación se presentan en brevemente algunos de los retos claves para el desarrollo de procesos submarinos [Assayag 1996]:

- *Filosofía de diseño:* Se debe dar prioridad en el diseño al aseguramiento de flujo y operatividad de los procesos. La capacidad limitada que se tiene hoy en día para recuperar los equipos y/o realizar intervenciones, hace que se procure la selección de los

componentes principales de manera confiable. Aunque finalmente, el diseño debe permitir altos costos de mantenimiento, cuando se traten de eventos que ocurran con poca frecuencia y de permitir bajos costos de mantenimiento, cuando se trate de problemas que puedan ocurrir con mayor frecuencia.

- *Dinámicas del sistema:* Para re-inyectar el agua se necesita un sistema de circuito cerrado, en el cual el nivel de líquidos dentro del separador controle la velocidad de la bomba para re-inyección. Para diseñar la estrategia óptima de control se necesitan extensas simulaciones dinámicas detalladas de los procesos. Estas simulaciones tienen que considerar al sistema completo incluyendo los pozos, las líneas corriente arriba de la unidad de procesos y de los sistemas de re-inyección de agua y las líneas de producción corriente abajo (incluyendo el Índice de Productividad IPR, bombas, líneas de flujo y pozo). La separación submarina también ayuda a evitar condiciones de flujo inestable, debido a que los baches que se presentan en la corriente que entra a un separador submarino son mucho más pequeños que los baches que entran corriente arriba en un separador colocado en una plataforma dados los cambios de flujo a lo largo del riser, al ir cambiando la presión. También si se instala un separador submarino en la base del riser, puede funcionar como un atrapa baches (*slug catcher*) y así evitar la formación de los mismos a lo largo del riser.
- *Hidratos, Ceras, Corrosión y Depositación de Sólidos:* Todos estos fenómenos son diferentes entre sí, sin embargo; se relacionan ya que dependen de los mismos factores como son, composición del hidrocarburo, corte de agua, presión y temperatura. Al remover el agua producida, la temperatura disminuye rápidamente en el oleoducto y si no se considera esto en el diseño de la tubería (diámetro interior de la línea por ejemplo), se formarán hidratos y ceras al alcanzarse temperaturas bajas a distancias muy cortas. También al remover el agua producida se puede alcanzar una transición de agua a emulsión continua de aceite, la cual puede crear un problema de ceras, mientras que la probabilidad de taponos de hidratos se reduce al mínimo dado que los cristales de hidratos no se adhieren a las paredes de la tubería y tienden a ser transportados en un escurrimiento. Tanto la corrosión y deposición de sólidos en un oleoducto se pueden reducir por paredes de tubería mojadas con aceite con emulsiones continuas de aceite. Para campos en aguas profundas, la remoción submarina del agua puede ser el único método real para prevenir la formación de hidratos durante cierres, ya que puede permitir la despresurización para reducir las presiones de formación de hidratos. La remoción del agua producida en las cercanías de los pozos puede reducir sustancialmente la cantidad de inhibidores de hidratos que normalmente se requieren para las ductos tanto de gas como de aceite. Esto es de gran

interés para tuberías de retorno muy largas y en aguas muy profundas, dónde normalmente se requieren inhibidores de hidratos durante operaciones normales, de apertura o de cierre. La reducción del agua también permite la aplicación de ciertos inhibidores cinéticos que sólo se pueden aplicar hasta un valor máximo de corte de agua. Debido a que los separadores submarinos operan a presiones elevadas, el agua producida contendrá gas disuelto. Para condiciones de operación de 50 bar y 50°C, la cantidad de gas disuelto en el agua es normalmente de 1 m³ gas/ m³ agua, ambas a condiciones estándar. Puede ocurrir también formación de gas libre debido a las caídas de presión corriente arriba y durante cierres, cuando la presión del sistema disminuye debido a la contracción termal del agua. El gas libre en contacto con el agua puede formar hidratos causando obstrucciones en el sistema de re-inyección (bomba, líneas de flujo, cima del pozo). Todo diseño debe considerar las condiciones anteriores e implementar soluciones durante el mismo, como las siguientes: una buena instalación y direccionamiento de tuberías para evitar la formación de bolsas de gas libre, provisiones para la inyección de inhibidores y medios de despresurización. Si no se puede alcanzar la despresurización, que pudiera presentarse el caso en tirantes de agua muy grandes, entonces el sistema debe asegurarse de que toda el agua haya sido removida antes del enfriamiento al tiempo de un cierre.

- *Arena:* La mayoría de los campos producen cierta cantidad de arena y esto debe considerarse durante la etapa de diseño de cualquier separador. La producción de arena será pequeña en muchos casos durante una etapa de producción normal, pero puede incrementarse durante ciertas operaciones como aperturas y pruebas de pozos. Aunque la producción promedio de arena parezca pequeña, se debe recordar que un separador submarino no es accesible fácilmente como lo es un separador en tierra. Grandes acumulaciones de arena en un separador submarino significarán intervenciones mayores y costosas, y aún más, probablemente el separador tendrá que extraerse a la superficie para operaciones de limpieza y evaluación; lo cual significaría costos elevados de operación y pérdidas en la producción. Las características de la arena son de vital importancia. Partículas finas (debajo de 60-70 µm) no se asentarán en el separador, en la mayoría de los casos. Estas partículas seguirán al agua producida o al aceite (dependiendo si se trata de fluido mojado por aceite o por agua) afuera del separador. Las partículas de este tamaño no se asentarán en las tuberías y probablemente terminen siendo re-inyectadas al yacimiento (cuando se re-inyecta el agua producida), o sino se asentarán en baterías en la superficie. La producción significativa de arena puede causar serios problemas en una planta de

procesamiento submarina si no se toman medidas preventivas al respecto [Fanftoft et al. 2004].

Los desarrollos futuros de procesos submarinos muy probablemente considerarán las tres condiciones y acciones siguientes:

- 1) Mayores tirantes de agua, dónde se deberá aplicar tecnología SUBSIS (sistema de separación y re inyección submarina por sus siglas en inglés: “*subsea separation and injection system*”).
- 2) Mover la estación de procesos poco a poco de la plataforma hacia el fondo marino.
- 3) Remover las plataformas y producir directamente desde las estaciones de proceso/compresión submarinas directamente hacia la costa.

1.5 Separación en el fondo del pozo

La tecnología de separación en el fondo del pozo inició en Canadá en 1994. Es una solución reciente para el manejo de agua producida en los pozos. Consiste originalmente en separar el agua del aceite y después re inyectar esa agua al yacimiento para mantenimiento de presión, o inyectarla en alguna otra zona apropiada.

Hoy en día existen tres tipos de separadores de agua-aceite para los fondos de pozo, esto de acuerdo al sistema de separación que se pretende utilizar. El primero es, separación usando hidrociclones y el segundo es separación por fuerza gravitacional. El tercer tipo utiliza una tecnología diferente, basada en una membrana de separación, la cual aunque ha sido probada en laboratorio y a través de simulaciones y diversos estudios, aún no ha sido implementada en campo.

Al considerar la separación en el fondo del pozo, dentro de las limitaciones, se tiene que se necesita tener la inyección de agua relativamente cerca del pozo productor. Otra de las limitantes es la dificultad de colocar una bomba debajo del agujero. Sin embargo, es posible usar este tipo de separación transportando el agua hasta la plataforma o hasta el suelo marino, usando el espacio anular como un medio de transporte, lo que permite evitar así el bombeo debajo del agujero.

También para casos en los cuales se han perforado pozos horizontales se recomienda ampliamente utilizar tecnología debajo del agujero. Esto permitiría procesar y producir aceite pesado más fácilmente debido a que el aceite y el agua están normalmente estratificados debajo del agujero.

1.5.1 Separación por Hidrociclones

Los hidrociclones usan la fuerza centrífuga para separar fluidos de diferente densidad y además no contienen partes móviles. Normalmente se combinan con una bomba en el fondo del pozo para levantar el aceite hacia la superficie, e inyectar el agua que fue separada hacia la zona de inyección. Una mezcla de agua y aceite ingresa al hidrociclón a una velocidad alta desde un lado de la cámara cónica. A continuación el fluido ingresa a un área de movimientos oscilatorios en forma de torbellino lo que hace que el agua al ser más pesada que el aceite se mueva hacia afuera de la cámara y salga por la primera de las salidas, mientras que el aceite permanece en el interior de la cámara y sale a través de la segunda salida, tal y como se muestra en la figura 2-11.

Aunque se logra una buena separación de fluidos, no se obtiene de manera perfecta. Cierta cantidad de aceite es acarreada por el agua que se re-inyecta en el yacimiento y, a su vez, cierta fracción de agua fluye junto con el aceite y la fracción de gas hasta la superficie. Los reportes del uso de este separador muestran que la clave para este sistema es la viscosidad de la mezcla de entrada. Viscosidades mayores a 10 cp reducirán la eficiencia de separación de este sistema [Ogunsina et al. 2005].

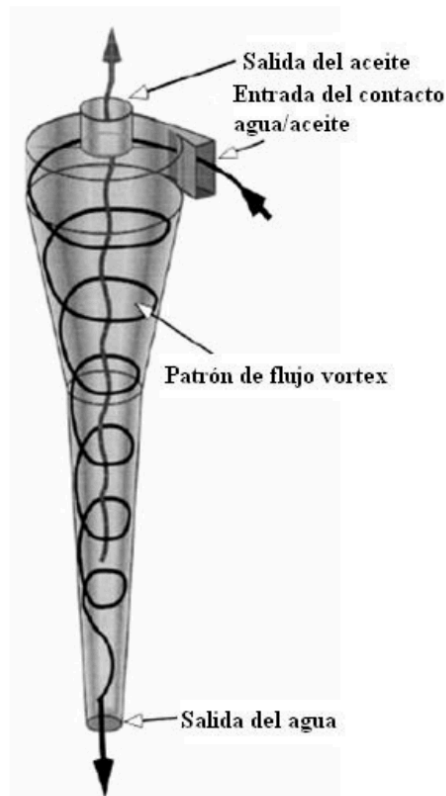


Figura 2-11: Separación por Hidrociclón.

1.5.2 Separación gravitacional

Este tipo de separación usa como ventaja principal la separación gravitacional del agua y del aceite que ocurre dentro de la tubería. Durante este proceso el aceite es capaz de subir por la tubería debido a la diferencia de densidades con respecto al agua producida. Este proceso de separación se representa fácilmente por medio de la ley de Stokes. Frecuentemente se combina también con un sistema de bombeo. Algunos separadores gravitacionales como el de la figura 2-12 utilizan bombeo mecánico. Al ir bajando y subiendo la varilla de succión, el aceite se eleva hacia la superficie y el agua se inyecta. De los separadores gravitacionales más utilizados destaca el Sistema de Bombeo Doble, o por sus siglas en inglés DAPS (“Dual Action Pumping System”), desarrollado por Texaco.

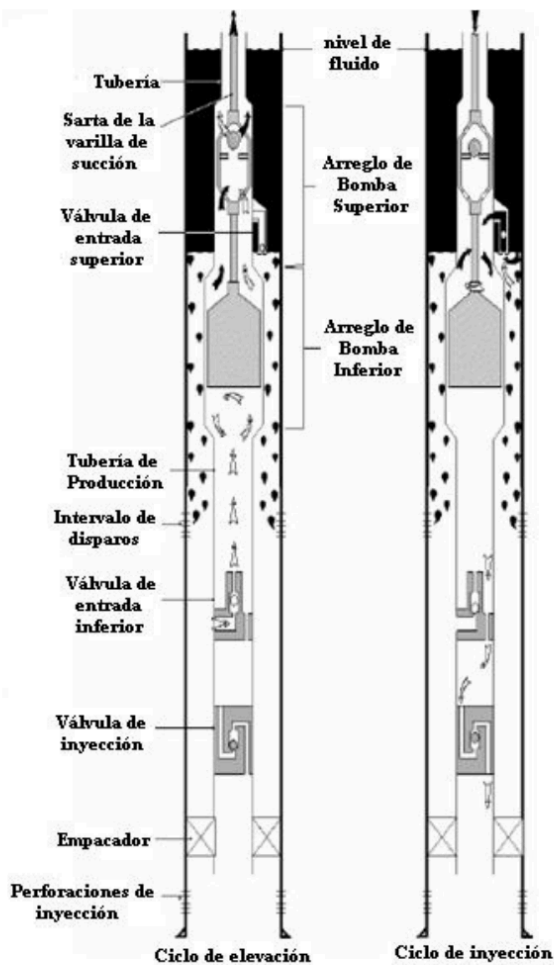


Figura 2-12: Esquema de un DAPS con ciclo de inyección y elevación [Veil et al. 1999].

1.5.3 Separación por membrana

La filtración por membrana es la separación de componentes de un fluido presurizado llevada a cabo por membranas poliméricas. La membrana polimérica es muy permeable y permite el flujo de todos los componentes de la mezcla a través de ella. Los fluidos requieren de muy poca presión para fluir a través de los poros de las membranas. En principio las membranas mantienen la presión capilar de entrada del agua más alta que la presión del aceite. Este dispositivo en el fondo del pozo

funciona al colocar la membrana ya sea en la tubería de producción o hacia la entrada del yacimiento. Se puede combinar también con un sistema de re-inyección de agua como cualquier otro tipo de separadores para fondo de pozo.

Sin embargo, aún son muchos los retos que presenta esta tecnología. Dado que los pozos operan normalmente bajo diferentes regímenes de presión en el fondo del pozo, se tendrían que diseñar diferentes tipos de membranas para poder manejar la variación de las presiones capilares de entrada del agua, esto desde luego, para diferentes pozos. Además, suponiendo que se usara el mismo tipo de membrana para todos los pozos, surge la necesidad de controlar la presión de fondo fluyendo a través de un dispositivo de control de presión.

3. Comportamiento de una separación submarina

El objetivo de este análisis es estudiar el comportamiento de producción de estos pozos de alta producción con un porcentaje de agua alto, considerando la aplicación de un separador submarino y observar lo que ocurre cuando no se aplica dicho sistema. Estas simulaciones fueron realizadas usando un simulador de comportamiento de afluencia de pozos denominado GAP¹. Así mismo se muestra también como incrementa la presión de fondo al continuar llevándose a cabo la separación, misma que se suscita antes de que la producción llegue a superficie, lo cual repercute incrementando la producción de aceite.

1.1 Información

Se seleccionaron tres pozos de alta producción como parte de este estudio. Estos pozos fueron seleccionados como candidatos (A-16A, A-8R2 y el A-23) debido a que presentan cortes de agua altos. La producción de arena de cada pozo también debe considerarse al seleccionar cualquier pozo como candidato, ya que producciones altas de arena pueden taponar las secciones de drene del separador. Estos pozos se consideraron en este estudio para profundizar los resultados obtenidos previamente en un proyecto de separación en el fondo de pozo realizado por Yudha [Yudha 2007].

A-16A

Tiene una inclinación de 49°, su profundidad total es de 2534m de profundidad medida (MD, Measured Depth), y, para delimitar su zona de producción se colocó un liner de 7", el cual cuelga a 1925m MD/1582m verticales (o por sus siglas en inglés TVD, Tubing Vertical Depth). El intervalo de los disparos se localiza a 2298-2328 m MD. La figura 3-1 muestra un esquema del pozo. Un esquema detallado de su terminación y configuración de tubería se incluye en el Apéndice A y en la tabla 7-1 del Apéndice B.

La información de producción, es decir de su índice de productividad (IPR, Inflow Performance Relationship) y las propiedades del fluido se presentan a continuación:

¹ GAP es una marca registrada por Petroleum Experts Ltd. Descripción del paquete en el Apéndice C.

Presión de Yacimiento, PY	: 300 bar, (4352.3 psia)
Índice de Productividad, J	: 50 m ³ /D/bar, (3.44 m ³ /D/psia)
Temperatura de Yacimiento, TY	: 72° C
Densidad del Aceite, ρ_o	: 881.2 kg/m ³
Densidad relativa del Gas, γ_g	: 0.761
Densidad del Agua ρ_w	: 1030 kg/m ³
Salinidad	: 39600 ppm
RGA	: 90.4 m ³ /m ³
WC	: 62.3 %
Presión de la cabeza del pozo, Pwh	: 64 bar (928.5 psia)

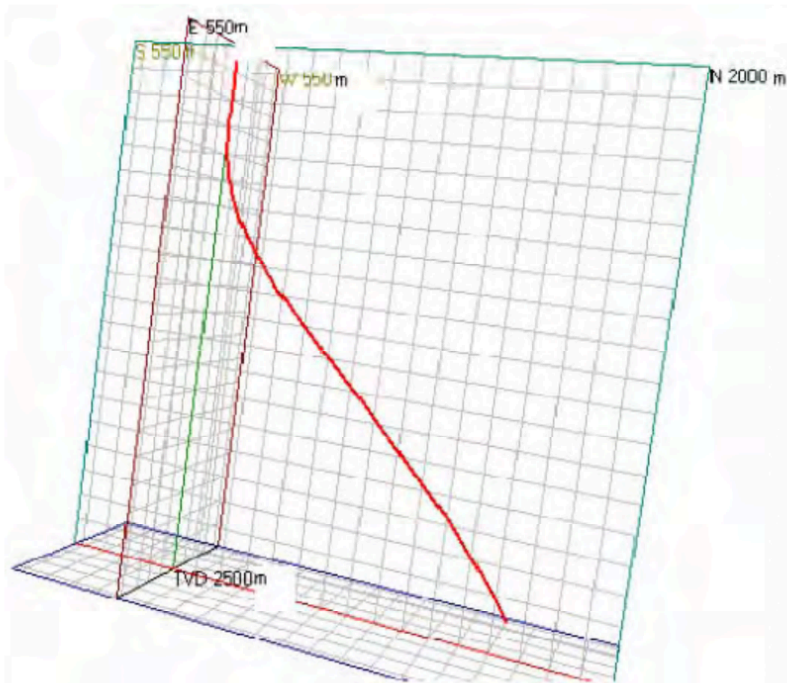


Figura 3-1: Esquema del pozo A-16A.

A-8R2

Tiene una inclinación de 37°, su profundidad total del pozo es de 2510m MD, a su vez se colocó un liner de 7” a la profundidad de 1719m MD/1621m verticales. El intervalo de los disparos se localiza a 2021-2060 m MD. La figura 3-2 muestra un esquema del pozo. La configuración de tubería se incluye en el Apéndice A y en la tabla 7-2 del Apéndice B.

La información del índice de productividad, las propiedades del fluido se muestran a continuación:

Presión de Yacimiento, PY	: 275 bar, (3989.6 psia)
Índice de Productividad, J	: 46.62 m ³ /D/bar, (3.2 m ³ /D/psia)
Temperatura de Yacimiento, TY	: 72° C
Densidad del Aceite, ρ_o	: 881.2 kg/m ³
Densidad relativa del Gas, γ_g	: 0.761 SG
Densidad del Agua, ρ_w	: 1030 kg/m ³
Salinidad	: 39600 ppm
RGA	: 90.4 m ³ /m ³
WC	: 61 %
Presión de la cabeza del pozo, Pwh	: 46 bar, (667.35 psia)

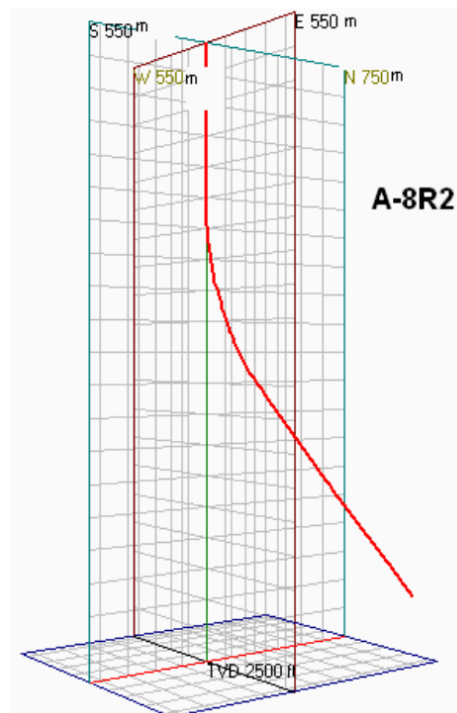


Figura 3-2: Esquema del pozo A-8R2.

A-23

Tiene una inclinación de 60° , su profundidad total es de 3306.6m MD y su zona de producción fue delimitada por un liner de 7" a la profundidad de 2508.6m MD/1731m verticales. Tiene instalado un empacador de producción a 2616.5m MD/1796m verticales. El intervalo de los disparos de localiza a 2765-2806 m MD. La figura 3-3 muestra un esquema del pozo. La configuración de las tuberías se incluye en el Apéndice A y en la tabla 7-3 del Apéndice B.

La información sobre su índice de productividad, las propiedades del fluido se muestran a continuación:

Presión de Yacimiento	: 300 bar, (4352 psia)
Índice de Productividad	: 65 m ³ /D/bar, (4.5 m ³ /D/psia)
Temperatura de Yacimiento, T	: 72° C
Densidad del Aceite, ρ_o	: 881.2 kg/m ³
Densidad relativa del Gas, γ_g	: 0.621
Densidad del Agua, ρ_w (supuesta)	: 1030 kg/m ³
Salinidad	: 39600 ppm
RGA	: 108.6 Sm ³ /m ³
WC	: 87 %
Presión de la cabeza del pozo, Pwh	: 46 bar, (667 psia)

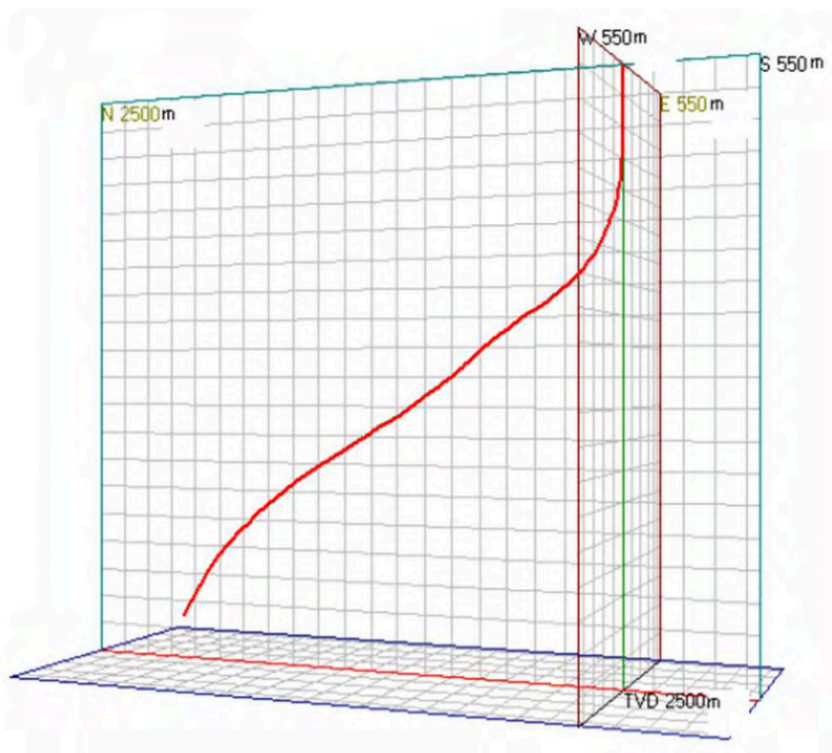


Figura 3-3: Esquema del pozo A-23.

Se supone así mismo la configuración y comportamiento del riser, que se incluye en los apéndices, de tal manera que se logre simular como el fluido llega a la superficie.

Para las presiones de salida, es necesario calcular aproximadamente las presiones reales usando las propiedades del agua y del aceite así como las configuraciones de tubería correspondientes, estimando también las pérdidas por fricción, por efectos gravitacionales y, despreciando las pérdidas por aceleración.

A su vez la densidad del agua se considera agua de mar salina de 1030 kg/m^3 para los tres pozos. Se consideró para efectos prácticos la misma densidad de aceite para los tres pozos también y una presión constante de yacimiento.

1.2 Creando el modelo en GAP

Los pasos para crear el modelo del pozo en el paquete GAP se pueden resumir en los siguientes:

- 1) Se debe configurar primero el sistema del modelo, accedando a la ventana de “System Options”; ahora de ahí se debe escoger la opción de producción en donde dice System Type and Optimization Method, para posteriormente, seleccionar Pressure & Temperature como el método de predicción.
- 2) Dibuja la red con el separador de suelo marino (tomando el caso de separadores individuales como el ejemplo). Todos los componentes necesarios se encuentran en “Equipment Toolbar”. Primero, el ícono de “inflow”, después agregar la junta; usando dos juntas se crea la tubería para finalmente colocar el ícono del separador como el punto de presión de salida, o que represente a la plataforma receptora. Se debe recordar que, debido a que el objetivo del proyecto no es el manejo del agua separada ni su inyección, sino transportarla a la superficie, se debe agregar otro punto de presión de salida, tal y como se muestra en las figuras 3-4 y 3-5.
- 3) Se introducen todos los datos necesarios para el sistema, tales como los de IPR, la configuración de la tubería en la forma como se muestra en la figuras 3-6, 3-7 y 3-8, las propiedades del fluido y del pozo como se observa en la figura 3-7, el índice de productividad calibrado, mientras que, la correlación que se pretenda usar será seleccionada por default por el sistema, Hagedorn-Brown, debido a que es empleada para pozos de aceite en que sus porcentajes de agua van desde el moderado a alto.

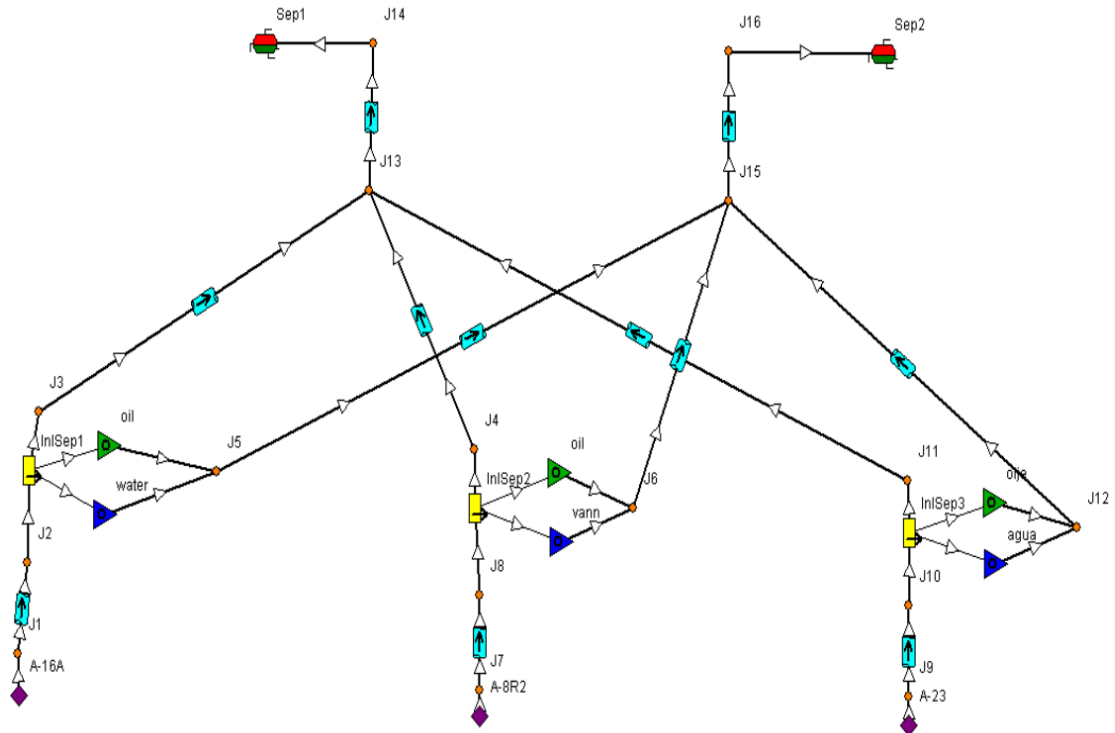


Figura 3-4: Configuración de la red para el caso de separación individual.

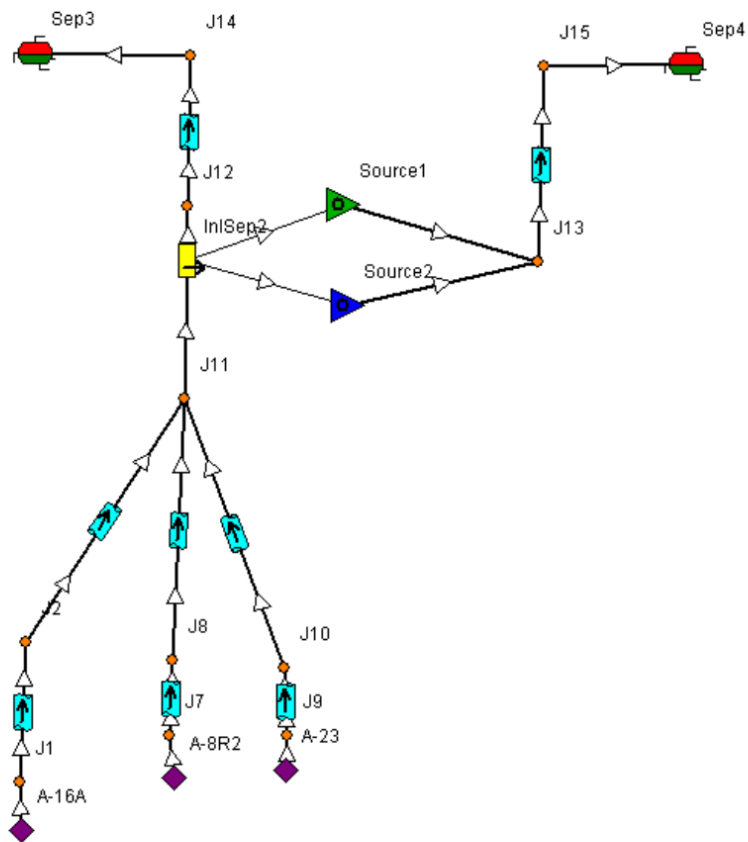


Figura 3-5: Configuración de la red para el caso de separación grupal.

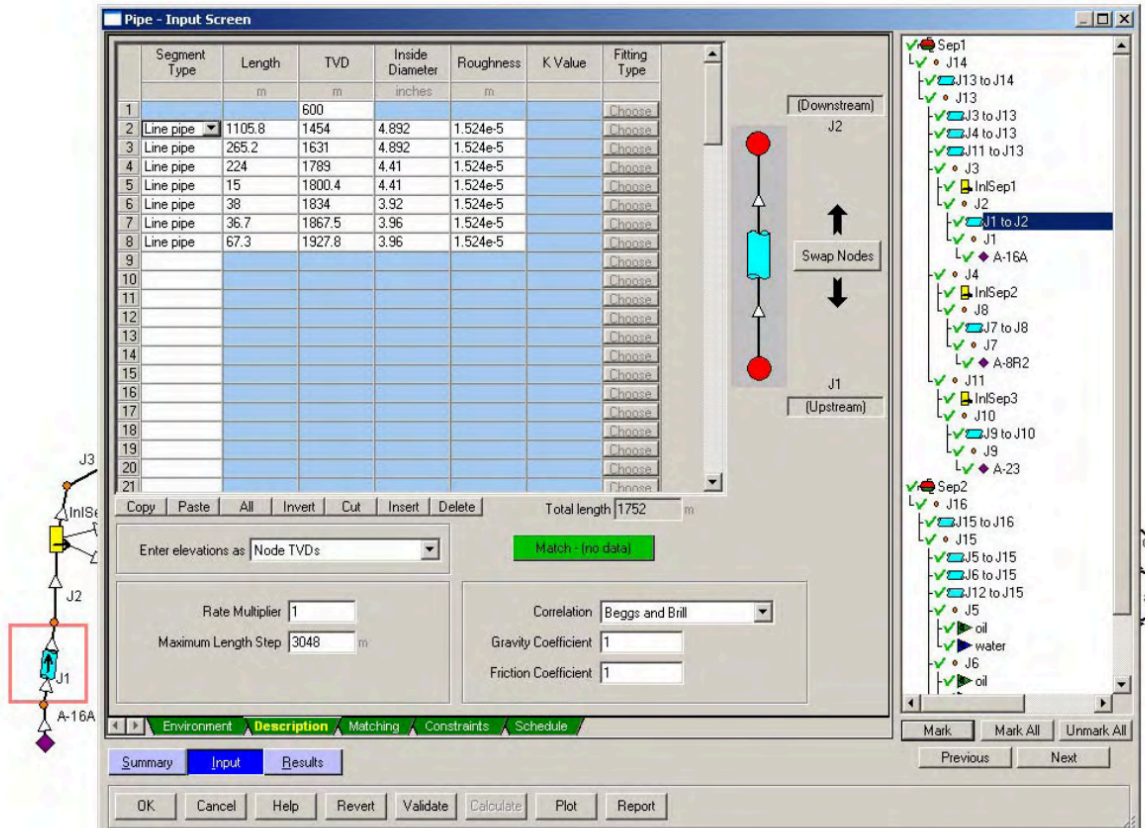


Figura 3-6: Configuración de las tuberías que van hacia la cabeza del pozo.

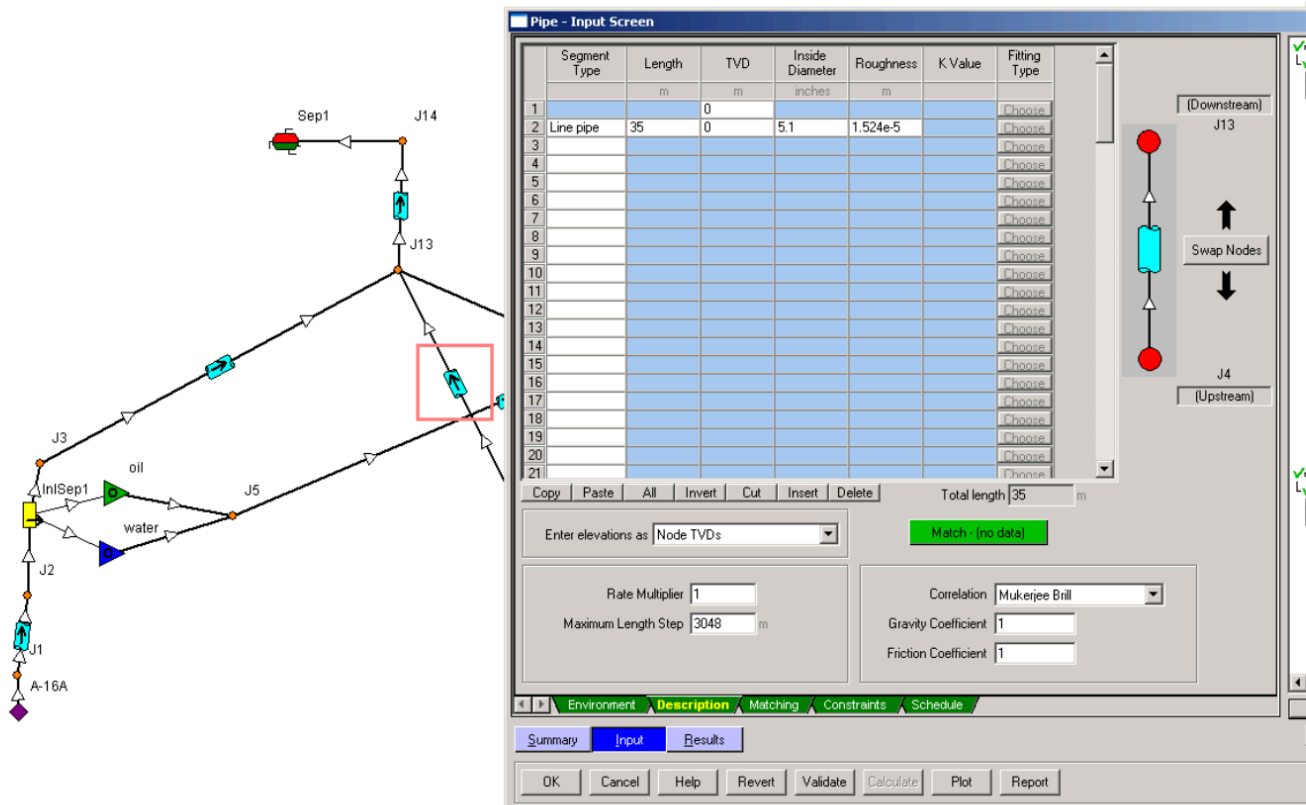


Figura 3-7: Configuración de las tuberías que van sobre el lecho marino.

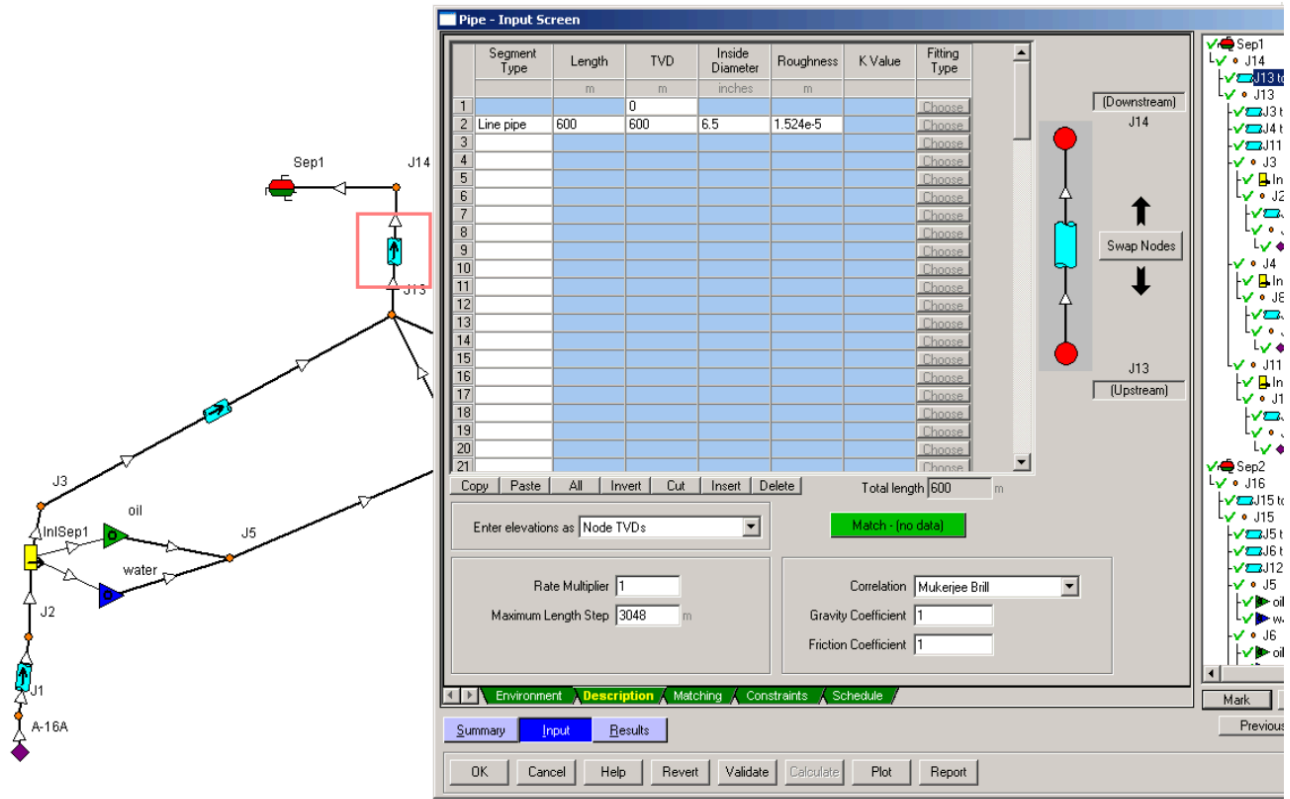


Figura 3-8: Configuración de los risers de producción, suponiendo una longitud vertical de 600 metros por tratarse del Mar del Norte Noruego.

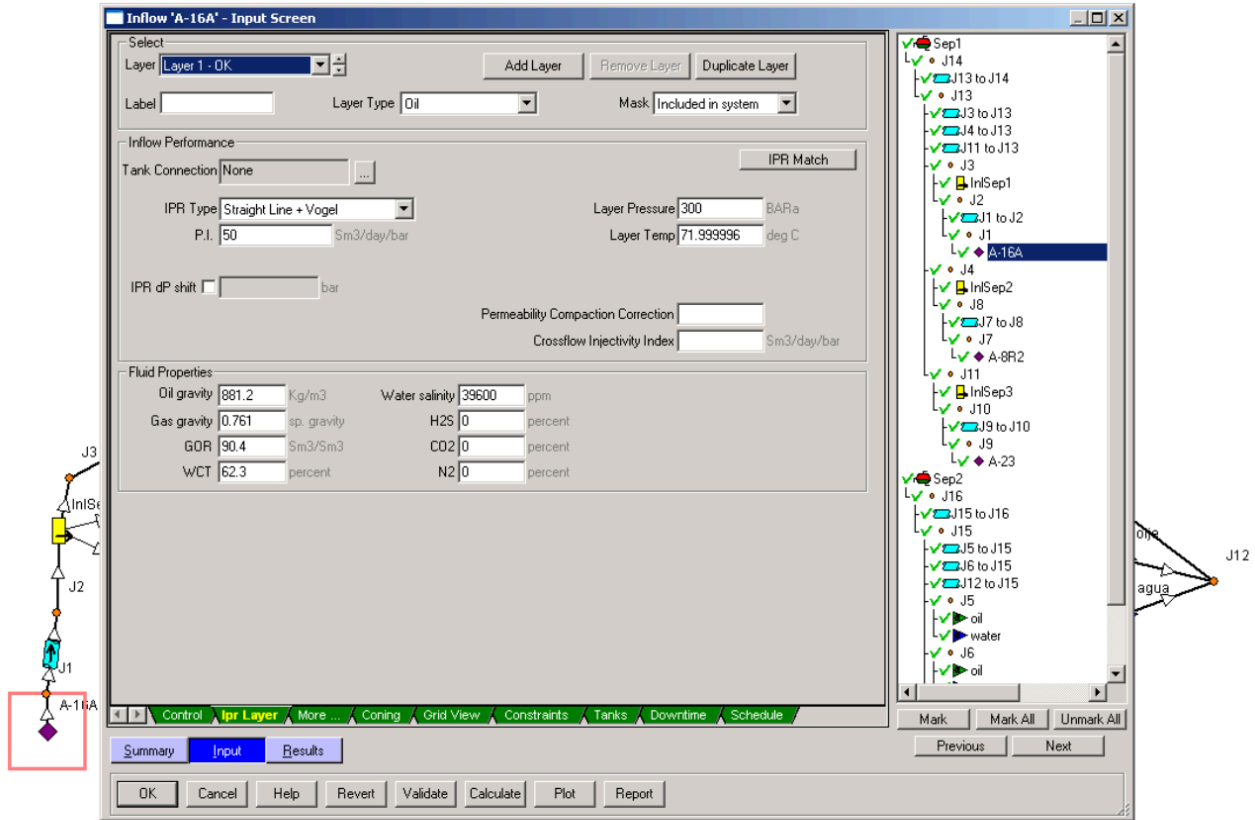


Figura 3-9: Propiedades del fluido y características del pozo.

- 4) Ahora, una vez que se ha establecido la red, se debe definir la eficiencia del separador, la cual para este caso, se definió en 90% de eficiencia de separación como se observa en la figura 3-10.

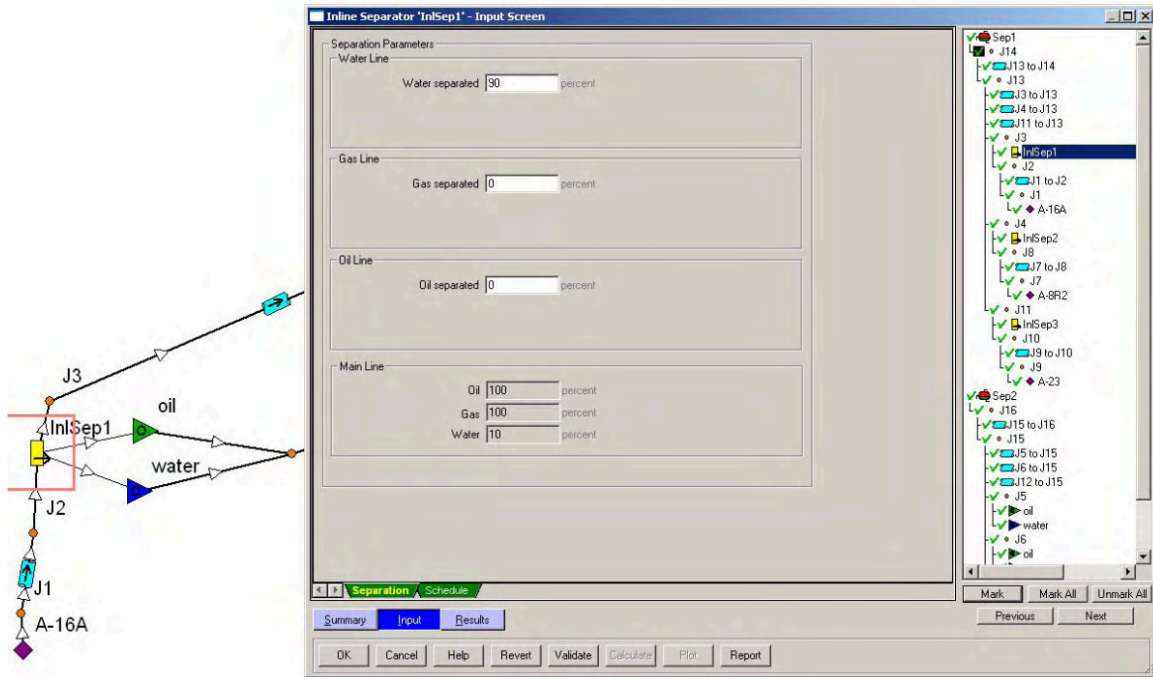


Figura 3-10: Configuración de la eficiencia de separación del separador.

- 5) Se procede a realizar el ajuste de la curva de IPR en el modelo. Este ajuste se puede realizar escogiendo la opción de “IPR Matching” en el menú de Inflow-Input. En esta opción se ingresará la presión del yacimiento, el corte de agua y los gastos de flujo con sus presiones de fondo fluyendo correspondientes. Finalmente al hacer “clic” en la opción “Match”, el programa GAP ajustará el IP (Índice de Productividad), para así obtener el mejor ajuste posible respecto a los datos ingresados. La figura 3-11 muestra el IP ajustado para el pozo A-8R2, el cual es de $46.62 \text{ m}^3/\text{día}/\text{bar}$, ($3.2 \text{ m}^3/\text{día}/\text{psia}$).

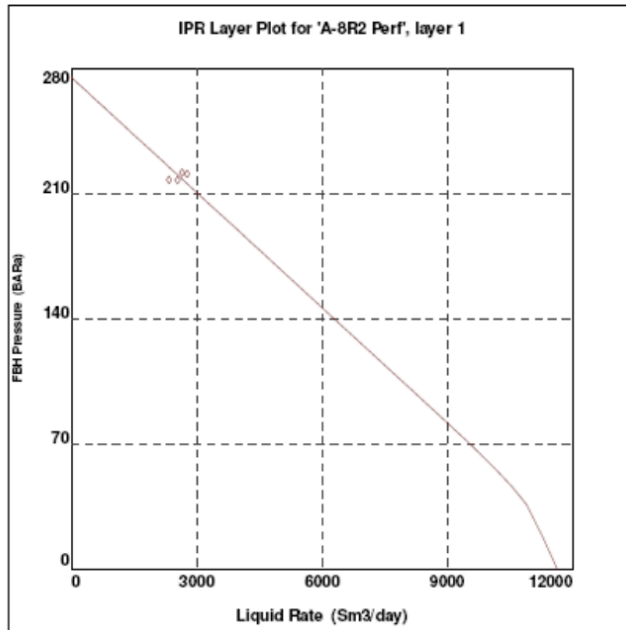


Figura 3-11: Resultado del ajuste de IPR para el pozo A-8R2.

- 6) Finalmente, se resuelve el modelo estableciendo la presión de salida en los cabezales (en la superficie marina) realizando las simulaciones para ambos casos, tal y como se muestra en la tabla 3-1:

Tabla 3-1: Presiones de salida para el aceite y para el agua.

Presiones de Aceite		Presiones de Agua	
Sep1 (bar)	Sep1 (psia)	Sep2 (bar)	Sep2 (psia)
70	1015.5	20	290
64	928.5	20	290
60	870.4	20	290
50	725.3	20	290
40	580.3	20	290

Se debe de mencionar, que las simulaciones originales consistirían en tener presiones de salida de aceite a 60 bar y para el agua de 20 bar, pero debido a la limitación que representaban sus resultados, se decidió realizar cinco simulaciones diferentes con distintas presiones de salida para el aceite y manteniendo la presión de salida del agua a 20 bar.

Se decidieron las presiones anteriores debido a que son valores comunes en pozos costa afuera en el Mar del Norte Noruego. De un rango que va desde 560 psia a 1200 psia.

1.3 Desempeño del modelo

Gracias a que el paquete de simulación GAP nos permite simular varios casos en una sola simulación, el sistema se resolvió para las presiones indicadas en la tabla 3-1 (sección 3.2), pero debido a que GAP no permite realizar un análisis de sensibilidad real, cada caso debió graficarse por separado.

1.3.1 Separación individual

Para el caso de 3 separadores individuales en la figura 3-13 se observa el comportamiento de las curvas para cuando no se tiene separador instalado y para cuando se tiene instalado.

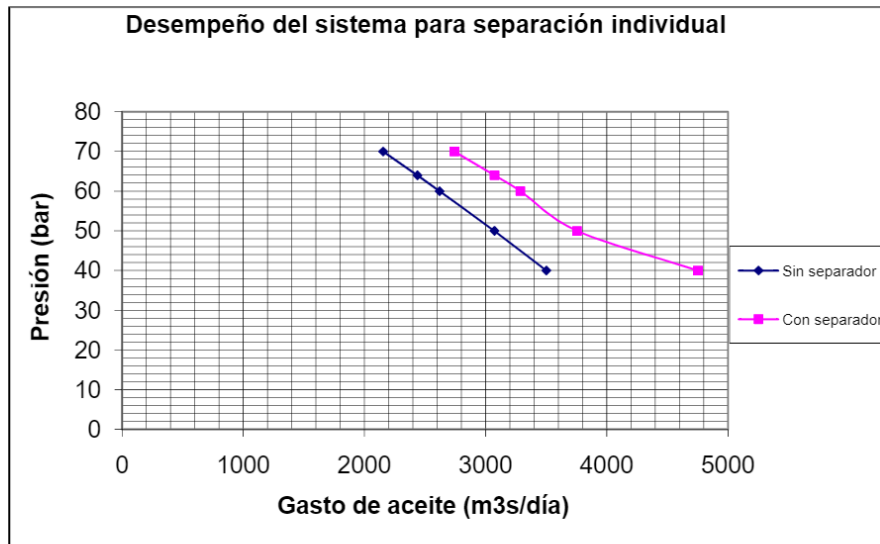


Figura 3-12: Variación de la presión para el caso de separación individual.

Tal y como se observa en la gráfica, se presenta un comportamiento inestable, después de que se alcanza la presión de 60 bar (870 psia), teniendo una vez el separador instalado. Es considerable este comportamiento inestable debido a la presión de salida del aceite. Al salir del separador, el aceite trae una mayor presión de flujo con la que llegará al riser y de ahí hasta la superficie. Por lo que, tener una presión de salida menor a 850 psia provocará que el aceite fluya en mayor cantidad

hacia la superficie fuera del riser. El modelo elaborado no está capacitado para fluir a tal gasto y a tal presión por ello, el programa GAP detiene la simulación mostrando un comportamiento inestable en esa parte de la misma.

1.3.2 Separación grupal

Ahora, el segundo caso, para el cual se simula la separación de los tres pozos conjuntamente, la figura 3-14 muestra su desempeño:

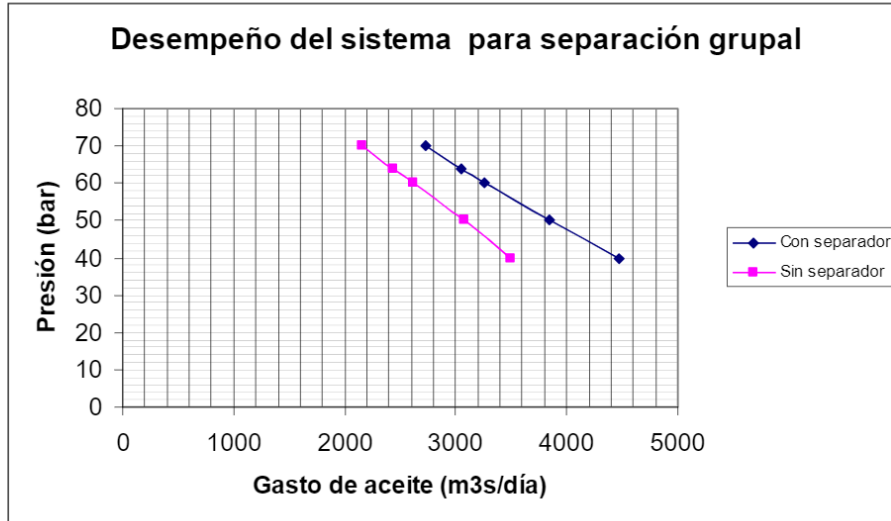


Figura 3-13: Variación de la presión para el caso de separación grupal.

Como se observa en la figura 3-14, existe un desempeño más estable que en el caso anterior. Sin embargo, al final de la curva podemos observar un mayor distanciamiento de la misma lo que denota una inestabilidad en el comportamiento al pasar de una presión de 50 bar (725.3 psia) hasta una de 40 bar (580.3 psia).

4. Resultados

La tabla 4-1 muestra los gastos de aceite obtenidos de las simulaciones:

Tabla 4-1: Resultados de las simulaciones. Gastos de aceite obtenidos para los casos establecidos.

Presión de Aceite (bar)	Presión de Agua (bar)	Gasto de aceite sin separación (sm3/día)	Gasto de aceite para separación grupal (sm3/day)	% de Incremento en el gasto de aceite	Gasto de aceite para separación individual (sm3/day)	% de Incremento en el gasto de aceite
70	20	2154.5	2723.8	26.4	2742.6	27.3
64	20	2438.3	3051	25.1	3073.1	26
60	20	2620.6	3266	24.6	3288.3	25.5
50	20	3072.8	3842	--	3755.7	22.2
40	20	3501.5	4475.6	--	4752.4	--

Con estos resultados se analizaron los efectos de la diferencia de presiones entre estas dos salidas en los gastos de producción. Los gastos de aceite en rojo representan, los resultados inestables obtenidos. Como ha sido ya mencionado en diversos artículos [Johansen y Leporcher 2001], la relación existente entre las presiones de salida del aceite y agua debe ser tal, que permita al simulador GAP modelar correctamente un buen gasto. Así mismo la densidad del agua es mayor que la densidad del aceite (para este caso) y la mayor caída de presión se debe al efecto gravitacional, de ahí que, entre mayor sea la columna hidrostática, mayor será la diferencia de presiones entre las dos salidas. Por lo tanto, se observan dos corridas que presentan resultados inestables que muestran estos efectos y como, sin una segunda salida de presión (del agua), los sistemas fluirían de manera correcta. La figura 3-14 muestra el comportamiento del sistema, comparando ambos escenarios respecto a no tener separador instalado.

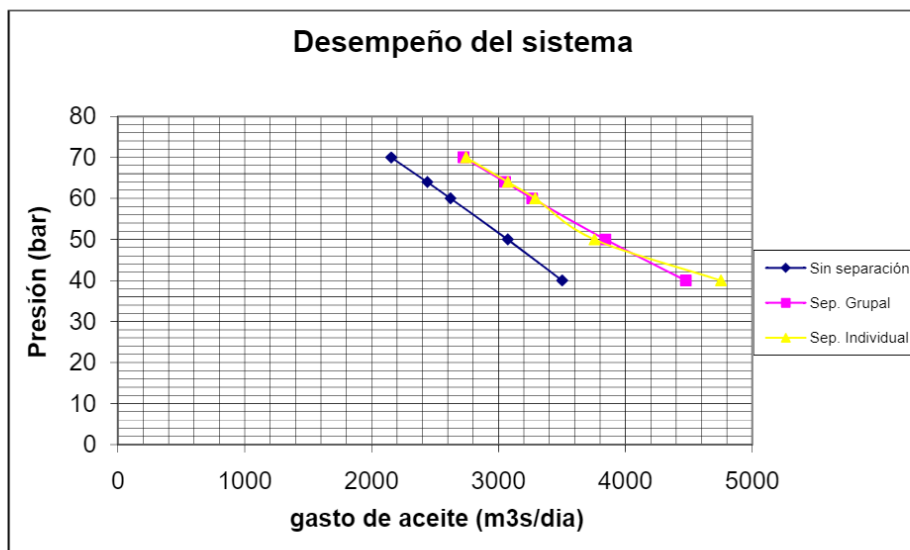


Figura 4-1: Variación de la presión del sistema con respecto a los gastos de aceite presentados para los dos diferentes casos de separación y para el caso en el que no se efectuó una separación de fluidos.

Se observa en la figura 3-15 que el desempeño mostrado en ambos casos es distinto. La separación individual provee una mayor recuperación de aceite. Sin embargo, como se observa también en la misma figura, dicha diferencia de recuperación es mínima. En las conclusiones se abordará más al respecto.

Siempre se sugiere que el separador sea colocado lo más profundo posible de ahí que sea comúnmente usado en aguas muy profundas, tal y como se ha establecido en investigaciones anteriores.

5. Conclusiones

El propósito de este trabajo ha sido estudiar el impacto que un separador colocado en el lecho marino tiene en el comportamiento de la producción, considerando dos panoramas de desarrollo; el primero, en el cual se simule un separador para cada cabezal submarino, y el segundo en el cual se tenga un separador para la red de tres pozos submarinos establecida. A partir de los resultados obtenidos en este estudio es posible listar las conclusiones siguientes:

1. El gasto final es una función directa de la diferencia de presiones entre la salida del aceite y la del agua, por lo que, se deben realizar cálculos reales de presiones de salida antes de cualquier intento de simulación.
2. Los resultados sugieren que el tener un separador individual es decir para cada cabezal incrementa un 0.9% más la producción total con respecto a mantener un separador para todo el templete.
3. Se sugiere llevar a cabo un estudio económico, antes de realizar cualquier implementación, ya que aunque la separación individual ha demostrado ser más eficiente, se deben considerar otros factores tales como, el mantenimiento del separador, que involucran costos y tiempo, que ciertamente representan desventajas frente a una separación grupal.
4. Se debe gastar tiempo, equipo y dinero al momento de instalar el equipo para conducir el agua hasta la superficie. Normalmente los equipos que se instalan son risers y baterías de recolección de líquidos en la superficie. Aunque como beneficio se tiene que, al no reinyectar esta agua al yacimiento se evita el taponamiento paulatino por arenas, al mismo tiempo se evita la instalación de un pozo inyector.
5. La separación de los fluidos producidos permite reducir los gastos económicos en el desarrollo de campos. Además, como se ha visto en campos terrestres disminuye la cantidad de problemas que se pueden presentar al explotar campos. La separación submarina previene problemas de hidratos y corrosión.
6. Se debe tomar en cuenta el tirante de agua al momento de diseñar un separador submarino. El separador debe ser capaz de resistir la columna hidrostática que será ejercida sobre él, por lo que debe tener un espesor grande. Al mismo tiempo la capacidad de separación depende

directamente del tamaño del separador. Todos estos factores representan problemas al momento de la instalación de un separador submarino o al momento de una reparación. Por ejemplo, un separador con un peso superior a 400 toneladas y con una longitud superior a 15 metros ocasionaría grandes problemas al momento de su instalación, pues se necesitan grandes grúas para la instalación del mismo.

7. Una recomendación para este proyecto sería comparar el desempeño de los modelos y sus resultados con respecto a un modelo con mismas características pero simulando una separación en el fondo del pozo. Estableciendo de igual manera los tres pozos funcionando con separación debajo del agujero.

6. Apéndice

Apéndice A

Información para el pozo A-16A

Tubería para aceite	Profundidad Vertical Medida (MVD) (m)	Profundidad de Tubería Vertical (TVD) (m)	Diámetro interior (pg)	Tubería para agua	Diámetro interior (pg)
Riser de producción	600 (tirante de agua supuesto)	600 (tirante de agua supuesto)	6.5 (supuesto)	Riser de producción	5.15 (supuesto)
Tubería	45	0	4.892	Tubería	3.78
Tubería	1105.8	1454	4.892	Tubería	3.78
Tubería	265.2	1631	4.892	Tubería	3.78
Tubería	224	1789	4.41	Tubería	4.335
Tubería	15	1800.4	4.41	Tubería	4.335
Tubería	38	1834	3.92		
Tubería	36.7	1867.5	3.96		
Tubería	67.3	1927.8	3.96		

Información para el pozo A-8R2

Tubería para aceite	Profundidad Vertical Medida (MVD) (m)	Profundidad de Tubería Vertical (TVD) (m)	Diámetro interior (pg)	Tubería para agua	Diámetro interior (pg)
Riser de producción	600 (tirante de	600 (tirante de	6.5	Riser de producción	5.15

	agua supuesto)	agua supuesto)	(supuesto)		(supuesto)
Tubería	35	0	4.892	Tubería	3.78
Tubería	1069.3	1454	4.892	Tubería	3.78
Tubería	221.6	1631	4.892	Tubería	3.78
Tubería	197.8	1789	4.41	Tubería	4.335
Tubería	14.2	1800.4	4.41	Tubería	4.335
Tubería	42.07	1834	3.92		
Tubería	42	1867.5	3.92		
Tubería	42.2	1901.2	3.68		

Información para el pozo A-23

Tubería para aceite	Profundidad Vertical Medida (MVD) (m)	Profundidad de Tubería Vertical (TVD) (m)	Diámetro interior (pg)	Tubería para agua	ID (pg)
Riser de producción	600 (tirante de agua supuesto)	600 (tirante de agua supuesto)	6.5 (supuesto)	Riser de Producción	5.15 (supuesto)
Tubería	41	0	4.892	Tubería	3.78
Tubería	105	700	4.892	Tubería	3.78
Tubería	565	1100	4.892	Tubería	3.78
Tubería	1290	1745	4.41	Tubería	4.335
Tubería	500	1995	4.41	Tubería	4.335
Tubería	130	1834	3.92		
Tubería	128	1867.5	3.96		

Tubería	36.6	1927.8	3.96		
Tubería	30	2157.3	3.68		

Apéndice B

Tabla 6-1: Esquema de la terminación del pozo A-16A.

Well: NO 34/10-A-16 A (Oil Producer)		Existing; Completion Schematic			Prep. by: TEB/AA Date: 19.09.2000				
Compl.: 1.00 Tub.Inst.Date: 10.11.1989					Rev.: 1.01 Opr.Fin.Date: 24.07.1996				
Remark: Salt GP Straddle @ 2205 ft @ 2305.97 on fra @ 2315 ft @ 2329.87 m MD. Min. ic: 1.995" @ 2291.5 m									
Ass	Symbol	Symbol Extra Info	MD [RKB] Top [m]	TVD [RKB] [m]	Length [m] [inch]	ID	Description	Angle [Deg]	Comment
			35.09	35.09	0.00	6.260	7" Upper Hanger		
			36.09	35.09	2.48	4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint		
			37.57	37.57	0.65	6.184	7" Lower Hanger		
			38.22	38.22	1.23	4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint		
			39.40	39.40	481.69	4.892	5 1/2" 17# BDS Tubing		
			521.14	520.11	1.87	4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	10.0	
			522.01	521.78	1.71	4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	10.1	
			524.02	523.44	0.92	4.562	5 1/2" RHH 2-D Communication Nipple	10.2	
			525.44	524.35	1.70	4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	10.2	
			527.14	526.02	1.08	4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	10.3	
			528.22	527.08	11.96	4.892	5 1/2" 17# BDS Tubing	10.4	
			540.16	539.83	1.76	4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	10.9	
			541.94	540.68	1.78	4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	11.0	
			543.72	542.31	2.70	4.562	5 1/2" TRDP-5-STAT-D SCSSV	11.1	
			546.42	544.99	1.80	4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	11.2	
			548.22	546.72	1.16	4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	11.3	
			549.36	547.66	1365.26	4.992	5 1/2" 17# BDS Tubing	11.4	
			1914.64	1575.12	1.70	4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	47.0	
			1916.40	1576.31	0.94	4.771	5 1/2" 17# Gauge Carrier	47.5	
			1917.34	1576.95	1.77	4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	47.5	
			1919.11	1578.14	1.68	4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	47.0	
			1920.79	1579.28	1.51	4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	47.5	
			1922.30	1580.36	0.26	4.276	5 1/2" x 5" BDS, X-over	47.5	
			1922.66	1580.47	1.16	4.276	5" 18# Flow Coupling	47.5	
			1923.74	1581.27	1.29	4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	47.5	
			1925.03	1582.14	212.34	4.410	5" 15# BDS Tubing	47.5	
			2137.37	1732.25	1.76	4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	34.2	
			2139.43	1733.78	0.98	4.276	5" 18# Flow Coupling	34.0	
			2140.11	1734.52	1.38	4.125	5" DB-1-E Sliding Sleeve	33.8	
			2141.49	1735.67	1.17	4.276	5" 18# Flow Coupling	33.7	
			2142.66	1736.64	1.16	4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	33.5	
			2143.82	1737.61	1.76	4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	33.4	
			2145.60	1739.10	1.17	4.276	5" 18# Flow Coupling	33.2	
			2146.77	1740.08	8.44	4.060	5" X 26 FT OP Exp. Joint W4 800 DB-6 Profi	33.0	
			2155.21	1747.29	1.16	4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	31.9	
			2156.37	1748.18	11.40	4.410	5" 15# BDS Tubing	31.8	
			2157.77	1757.95	1.76	4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	30.3	
			2160.63	1759.47	0.22	3.875	5" RHR Stringer	30.1	
			2160.75	1759.66	1.57	3.875	7" x 3 7/8" HSR-1 Packer	30.1	
			2171.32	1761.02	1.59	4.276	5" 18# Millout Extension	29.9	
			2172.91	1762.40	0.90	3.833	5" BDS x 4 1/2" TDS, X-over	29.7	
			2173.21	1762.66	1.30	3.920	4 1/2" 13.5# TDS Pup Joint	29.6	
			2174.51	1763.79	1.21	3.920	4 1/2" 13.5# Flow Coupling	29.5	
			2175.72	1764.84	0.45	3.813	4 1/2" DB-6 Landing Nipple	29.4	
			2176.17	1765.23	1.20	3.920	4 1/2" 13.5# Flow Coupling	29.3	

Well: ND 34/10.A.15 A (Oil Producer)		Existing; Completion Schematic				Prep. by: TER/AA Date: 19.09.2000			
Compl.: 1.00 Tub.Inst.Date: 10.11.1989						Rev.: 1.01 Opr.Fin.Date: 24.07.1996			
Ass	Symbol	Symbol Extra Info	MD [RKB] Top [m]	TVD [RKB] [m]	Length [m]	ID [inch]	Description	Angle [Deg]	Comment
			2177.37	1766.28	1.28	3.920	4 1/2" 13.5# TDS Pup Joint	29.2	
			2178.65	1767.40	9.39	3.920	4 1/2" 13.5# TDS Tubing	29.1	
			2188.04	1776.83	1.81	3.920	4 1/2" 13.5# TDS Pup Joint	28.5	
			2189.85	1777.22	1.21	3.920	4 1/2" 13.5# Flow Coupling	28.3	
			2191.06	1778.28	0.50	3.687	4 1/2" DB-6 Landing Nipple	28.2	
			2191.56	1778.72	1.20	3.920	4 1/2" 13.5# Flow Coupling	28.2	
			2192.76	1779.78	1.30	3.920	4 1/2" 13.5# TDS Pup Joint	28.1	
			2194.06	1780.93	0.20	3.920	4 1/2" Wireline Entry Guide	28.6	Btm @ 2194.36mMD
			2221.04	1804.88	1.28	4.000	5 1/2" 80-1AL 70-47X40	27.1	
			2222.32	1806.02	1.45	4.776	5 1/2" 20# Upper Extension	27.6	
			2223.77	1807.31	0.50	4.430	5 1/2" GP-Sliding Sleeve, 80-40	27.6	
			2224.27	1807.76	0.45	4.000	5 1/2" GP-Seal Bore Sub, 80-40	27.6	
			2224.72	1808.16	5.98	4.480	5" Lower Extension	27.6	
			2230.70	1813.49	0.18	3.960	5" LTC x 4 1/2" TDS, X-over	26.9	
			2230.88	1813.55	64.15	3.960	4 1/2" 12.6# Blank Pipe	26.9	Straddle Assy
			2280.00		17.97	1.995	PES Model 'WR' Retrivable Straddle		Btm @ 2305.97 m MD
			2295.04	1871.89	0.48	3.500	5" Knock-out isolation valve	25.8	
			2295.50	1871.51	0.31	3.947	4 1/2" MOD OPR SOSJ W/Relatch Profile	25.6	
			2295.81	1871.78	36.72	4.000	4 1/2" Bakerwell Screen	25.8	Straddle Assy
			2315.00		14.97	1.995	PES Model 'WR' Retrivable Straddle		Btm @ 2328.97mMD
			2332.53	1905.03	0.24	3.825	4 1/2" O-Ring Seal Sub	24.5	
			2332.77	1905.25	1.87	4.000	4 1/2" Bakerwell Screen	24.5	
			2334.64	1906.85	0.35	3.875	4 1/2" Snap Latch	24.4	
			2338.00	1907.28	0.88	4.000	FAB-1 Retainer Production Packer	24.4	
			2350.00	1920.86	1.21	4.000	5 1/2" FAB-1 Packer 85-47"40	24.6	
			2361.21	1932.86	1.75	4.778	5 1/2" Millcut Extension 80-40 X 8ft	24.6	
			2362.96	1923.66	0.34	3.960	5 1/2" 20# X 4 1/2" 12.0# New Vam, X-over	24.6	
			2363.30	1923.97	0.64	3.958	4 1/2" 12.6# Vam Top Pup Joint	24.6	
			2363.94	1924.56	0.63	3.437	4 1/2" "AOF" Landing Nipple	23.9	
			2364.57	1925.13	3.09	3.958	4 1/2" 12.6# Vam Top Pup Joint	23.9	
			2367.66	1927.86	0.63	3.312	4 1/2" "AOF" Landing Nipple	23.9	
			2368.29	1928.53	0.28	3.920	4 1/2" Wireline Entry Guide	23.9	Btm @ 2356.57mMD
			2374.00	1942.92	1.21	4.000	5 1/2" FAB-1 Packer 85-47"40	23.5	
			2376.21	1944.03	1.75	4.778	5 1/2" Millcut Extension 80-40 X 8ft	23.5	
			2378.99	1945.66	0.37	3.480	5 1/2" x 4" New Vam, X-over	23.4	
			2377.38	1946.00	2.02	3.480	4" 10.9# New Vam Pup Joint	23.4	
			2379.38	1947.86	0.62	3.072	4" "AOR" Landing Nipple	23.4	
			2380.00	1948.43	0.23	3.480	4" Entry Guide W/Full Muls Shoes	23.4	
			2380.23						

Tabla 6-2: Esquema de la Terminación del pozo A-8R2.

Well: NO 34/10-A-8 (Oil Producer)		Existing: Completion Schematic		Prep. by: GK/TEB	Date: 21.09.2000		
Compl.: 1.00 Tub.Inst.Date: 14.08.1990				Rev.: 1.00	Opr.Fin.Date: 14.08.1990		
Remark: Brønnen er gruspakket og rekonstruert aug. -90.							
Asst Symbol	Symbol Extra Info	MD (RKB) Top [m]	TVD (RKB) [m]	Length (m) (inch)	ID Description	Angle [Deg]	Comment
		34.35	34.35	0.75 4.778	5 1/2" 20# Tubing Hanger		
		35.10	35.10	2.54 4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint		
		37.64	37.64	0.45 4.778	5 1/2" 20# Tubing Hanger		
		38.09	38.09	1.39 4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint		
		39.48	39.48	493.49 4.892	5 1/2" 17# BDS Tubing		
		532.97	532.96	1.91 4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	0.3	
		534.88	534.87	1.79 4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	0.3	
		536.68	536.65	0.93 4.862	5 1/2" RH-4-D Communication Nipple	0.3	
		537.59	537.59	1.78 4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	0.3	
		539.37	539.36	1.83 4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	0.3	
		541.20	541.19	11.22 4.892	5 1/2" 17# BDS Tubing	0.3	
		552.42	552.41	1.89 4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	0.4	
		554.30	554.29	1.79 4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	0.4	
		556.09	556.07	2.72 4.437	5 1/2" TRDP-5-RO SCSSV	0.4	
		558.80	558.79	1.79 4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	0.4	
		560.59	560.58	1.71 4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	0.4	
		561.90	561.89	1146.52 4.892	5 1/2" 17# BDS Tubing	0.4	
		1708.42	1612.62	2.83 4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	36.6	
		1710.45	1614.25	0.85 4.778	5 1/2" Gauge Mantriel	36.7	
		1711.10	1614.77	1.60 4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	36.7	
		1712.70	1618.05	1.34 4.778	5 1/2" 20# BDS Pup Joint	36.7	
		1714.54	1617.53	1.73 4.778	5 1/2" 20# Flow Coupling	36.7	
		1716.27	1619.82	0.26 4.276	5 1/2" x 5" BDS, X-over	36.7	
		1718.53	1619.12	1.17 4.276	5" 18# Flow Coupling	36.7	
		1717.70	1620.08	1.20 4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	36.7	
		1718.90	1621.03	141.42 4.410	5" 15# BDS Tubing	36.7	
		1800.32	1735.18	1.85 4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	35.5	
		1862.17	1736.69	1.18 4.276	5" 18# Flow Coupling	35.5	
		1863.35	1737.65	1.38 4.125	5" DB-1-E Sliding Sleeve	35.5	
		1864.73	1736.77	1.17 4.276	5" 18# Flow Coupling	35.5	
		1865.90	1739.72	1.17 4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	35.5	
		1867.07	1740.88	1.77 4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	35.5	
		1868.84	1742.12	1.18 4.276	5" 18# Flow Coupling	35.5	
		1870.02	1743.08	8.46 4.000	5" x 20 FT OP Exp Joint W/4 000 DB-6 Profil	35.5	
		1876.40	1746.33	1.01 4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	35.6	
		1877.49	1749.15	1.37 4.276	5" 18# NSCT Pup Joint	35.6	
		1879.36	1750.67	0.71 3.875	5" RHR Stinger	35.6	
		1879.57	1750.84	1.57 3.875	7" x 3 7/8" HSP-1 Packer	35.6	
		1881.14	1752.12	1.59 4.276	5" 18# Millout Extension	35.6	
		1882.73	1753.41	0.30 3.920	5" BDS x 4 1/2" TDS, X-over	35.6	
		1883.03	1753.66	1.88 3.920	4 1/2" 13.5# TDS Pup Joint	35.6	W/ A Tag
		1884.91	1755.19	1.21 3.920	4 1/2" 13.5# Flow Coupling	35.6	
		1886.12	1756.17	0.46 3.813	4 1/2" DB-6 Landing Nipple	35.6	
		1886.50	1755.54	1.18 3.920	4 1/2" 13.5# Flow Coupling	35.6	
		1887.74	1757.49	1.81 3.920	4 1/2" 13.5# TDS Pup Joint	35.6	

Well: NO 34/10-A-8 (Oil Producer)		Existing; Completion Schematic			Prep by: GK/TEB Date: 21.09.2000			
Compl: 1.00 Tub Inst Date: 14.08.1990					Rev: 1.00 Opr Fin Date: 14.08.1990			
Asst Symbol	Symbol Extra Info	MD (RKB) Top (m)	TVD (RKB) (m)	Length (m)	ID (Inch)	Description	Angle (Deg)	Comment
		1886.65	1759.04	11.17	3.920	4 1/2" 13.5# TDS Tubing	35.6	
		1900.82	1768.12	1.88	3.920	4 1/2" 13.5# TDS Pup Joint	35.8	
		1902.70	1769.65	1.21	3.920	4 1/2" 13.5# Flow Coupling	35.9	
		1903.91	1770.63	0.89	3.687	4 1/2" DB-6 Landing Nipple	35.9	
		1904.40	1771.03	1.21	3.920	4 1/2" 13.5# Flow Coupling	35.9	
		1905.61	1772.01	1.21	3.920	4 1/2" 13.5# TDS Pup Joint	36.0	
		1906.82	1772.98	0.35	3.920	4 1/2" 13.5# WL. Galde W/Full Male Shoe	36.1	Blm@1907.17 mMD
		1937.83	1797.96	1.52	4.000	5 1/2" Model 'BC-1L' GP Packer 70B2*40	36.6	
		1939.35	1799.18	1.46	4.778	5 1/2" 20# Upper Extension	36.6	
		1940.81	1800.35	0.51	4.430	5 1/2" GP-Sliding Sleeve, 80-40	36.6	
		1941.32	1800.76	0.45	4.000	5" GP-Seal Bore Sub, 60-40	36.6	
		1941.77	1801.12	5.98	4.400	5" Lower Extension	36.6	
		1947.75	1805.92	0.22	3.920	5" BDS x 4 1/2" TDS, X-over	36.6	
		1947.97	1806.10	70.89	3.960	4 1/2" 12.5# Blank Pipe	36.6	
		2018.05	1862.17	0.48	3.200	Knock-out isolation valve 4" (BROACHED)	37.2	
		2018.54	1862.55	0.76	3.850	4" Shear Oil Safety Joint	37.2	
		2018.30	1863.16	39.92	3.648	4" Slim-Pack Screen 20/40 Bakerbond	37.2	
		2059.22	1894.90	0.31	3.200	4" O-Ring Seal Sub (2.38" EXP. 3.2")	37.3	
		2059.53	1895.14	1.86	3.548	4" Slim-Pack Screen 20/40 Bakerbond	37.3	
		2061.39	1896.62	0.41		4 1/2" Baker Bull Plug	37.3	Blm@2061.8 mMD
		2064.00	1898.70	0.30	0.500	Zonal Isolation Plug Size 40 MWS HEB	37.3	

Tabla 6-3: Esquema de la terminación del pozo A-23.

Well: NO 34/10-A-23 (Oil Producer)		COMPLETION SCHEMATIC		Prep. by: TEB/BLG Date: 18.08.1998			
Compl.: 1.00 Tub.Inst.Date: 29.05.1999				Rev.: 1.00 Cpr.Fin.Date: 29.05.1999			
Remark: Knock out isolation valve breached at 113.52' 14.06.99 Taglet dyp.3232 mfd mod 3 5" gauge ring 28.12.91							
Row	Symbol	Symbol Extra Info	MD (RWB) [m]	T/D (RWB) [m]	Length [m]	ID Description	Angle [Deg]
			35.11	35.11	0.35	4.875 5 1/2" 20# Tubing Hanger	
			35.35	35.35	1.40	4.778 5 1/2" 20# BGS Plug Joint	
			37.61	37.61	0.45	4.778 5 1/2" Lower Tubing Hanger	
			38.11	38.11	1.24	4.778 5 1/2" 20# BGS Plug Joint	
			39.44	39.44	485.04	4.800 5 1/2" 17# BGS Tubing	
			526.40	526.50	1.78	4.778 5 1/2" 20# BGS Plug Joint	14.5
			526.20	526.20	1.78	4.778 5 1/2" 20# Flow Coupling	14.8
			528.05	528.01	0.75	4.582 5 1/2" RHM-2-D Communication Nipple	14.8
			528.76	528.72	1.78	4.778 5 1/2" 20# Flow Coupling	14.8
			536.61	536.11	1.46	4.778 5 1/2" 20# BGS Plug Joint	14.7
			537.72	529.57	11.67	4.892 5 1/2" 17# BGS Tubing	14.7
			543.55	541.01	1.75	4.778 5 1/2" 20# BGS Plug Joint	15.0
			548.47	542.72	1.86	4.778 5 1/2" 20# Flow Coupling	15.0
			546.81	544.28	2.76	4.437 3 1/2" TRIP-S-RO SCSV	15.1
			548.61	548.92	1.78	4.778 5 1/2" 20# Flow Coupling	15.2
			551.40	548.04	1.65	4.778 5 1/2" 20# BGS Plug Joint	15.0
			553.15	550.27	1549.38	4.892 5 1/2" 17# BGS Tubing	15.4
			2502.81	1727.77	1.78	4.778 5 1/2" 20# BGS Plug Joint	54.9
			2504.37	1728.73	1.72	4.778 5 1/2" 20# Flow Coupling	54.8
			2506.05	1729.73	0.55	4.125 5 1/2" x 5' BGS X-over	54.8
			2506.21	1729.80	1.45	4.276 5 1/2" Flow Coupling	54.8
			2507.40	1730.01	1.12	4.278 5 1/2" NSCT Plug Joint	54.7
			2508.51	1731.23	93.11	4.410 5 1/2" BGS Tubing	54.7
			2509.81	1736.89	1.77	4.278 5 1/2" NSCT Plug Joint	51.1
			2510.40	1737.39	1.11	4.278 5 1/2" Flow Coupling	51.3
			2514.51	1738.61	8.71	4.000 5 1/2" x 20 FT GP Exp. Joint W/4 000 DB-S Prefl	51.3
			2513.21	1734.11	1.24	4.278 5 1/2" NSCT Plug Joint	51.1
			2514.51	1734.61	1.77	4.278 5 1/2" NSCT Plug Joint	51.1
			2516.21	1736.01	0.21	3.875 5 1/2" RHR Stinger	51.0
			2516.81	1736.13	1.88	3.875 7 1/4 x 3 7/8" HSD-1 Packer	51.0
			2518.01	1737.11	1.59	4.278 5 1/2" NSCT Plug Joint	50.9
			2519.81	1738.13	0.30	3.825 5 1/2" BGS x 4 1/2" TDS X-over	50.9
			2518.91	1738.32	1.23	3.825 4 1/2" 13.5# TDS Plug Joint	50.9
			2521.21	1739.12	1.22	3.825 4 1/2" 13.5# Flow Coupling	50.8
			2522.41	1739.87	0.45	3.813 4 1/2" DB-S Landing Nipple	50.8
			2522.81	1800.11	1.22	3.825 4 1/2" 13.5# Flow Coupling	50.8
			2524.01	1800.81	1.20	3.825 4 1/2" 13.5# TDS Plug Joint	50.8
			2525.21	1801.61	9.97	3.825 4 1/2" 13.5# TDS Tubing	50.7
			2526.81	1807.71	1.87	3.825 4 1/2" 13.5# TDS Plug Joint	50.6
			2526.81	1808.01	1.21	3.825 4 1/2" 13.5# Flow Coupling	50.6
			2527.81	1809.61	0.30	3.857 4 1/2" DB-S Landing Nipple	50.7
			2528.51	1809.89	1.14	3.825 4 1/2" 13.5# Flow Coupling	50.7
			2528.51	1810.72	1.20	3.825 4 1/2" 13.5# TDS Plug Joint	50.5
			2540.71	1811.43	0.35	3.825 4 1/2" Wireline Entry Guide	50.5
			2587.71	1828.04	1.28	4.000 5 1/2" Model SC-1L GP Packer 7682140	49.2
			2589.01	1829.61	1.40	4.778 5 1/2" 20# Upper Extension	49.2

Asst	Symbol	Symbol Extra Info	MO (RKB) Tap (m)	TVD (RKB) (m)	Length (m)	ID (inch)	Description	Angle (Deg)
	<p>Comp 100 24 - 10" 1000 K.A. 100 100 40 P.P.P. 210 22 210 23</p> <p>Comp. 100 23 - 10" 1000 K.A. 100 100 40 P.P.P. 210 22 210 23</p>		2670.48	1830.62	0.50	4.430	5 1/2" GP-Sliding Sleeve 80-40	49.1
			2670.99	1830.95	0.45	4.000	5 1/2" GP-Seal Bore Sub. 80-40	49.1
			2671.43	1831.25	0.39	4.400	5" Lower Extension	49.1
			2677.32	1835.10	0.18	4.000	5" LTC x 4 1/2" STC, Cover	49.0
			2677.50	1835.22	82.31	4.000	4 1/2" Blank Pipe	49.0
			2759.81	1859.09	0.47	3.687	5" Knock-out Isolation Valve	49.2
			2760.28	1859.36	0.31	3.660	4 1/2" GPR SOS/WIRELATCH PROFILE	49.2
			2760.80	1859.56	45.71	4.000	4 1/2" Bakeweld Screen 613GA	49.2
			2808.20	1920.02	0.20	3.625	O-Ring Seal Sub 2 3/8" Exp. 3.625"	47.0
			2808.50	1920.15	1.85	4.000	4 1/2" Bakeweld Screen 613GA	47.0
			2808.35	1921.42	0.35	3.675	4 1/2" Seal Latch	46.8
			2808.70	1921.66	0.99	4.000	FAB-1 Retainer Production Packer	46.8
			2809.03	1922.33	0.99	4.000	FAB-1 Retainer Production Packer	46.8
			2810.66					

Apéndice C.

GAP

GAP es una herramienta para optimización de flujo multifásico, la cual modela el comportamiento en superficie de las fases reuniendo una red de sistemas de producción de un campo. Cuando se llega a combinar con los modelos de programas como PROSPER y con modelos de yacimiento de MBAL, se puede lograr una optimización completa de la producción del campo y, al mismo tiempo se obtienen pronósticos de producción certeros. El programa GAP puede modelar sistemas de producción que contengan aceite, gas y condensado y además modela sistemas de inyección de gas y agua.

Es una herramienta amigable la cual además permite el uso de interfaces e íconos para la elaboración de dibujos y sistemas de redes de producción (íconos para colocar equipos como separadores, cabezales, tuberías, nodos, etc.).

El mecanismo de optimización no lineal de GAP permite alojar gas para pozos que producen por medio de inyección de gas o permite establecer estranguladores en la cabeza de los pozos para pozos naturalmente fluyentes de tal manera que se maximicen producciones.

Optimización multi-pozo para redes de pozos productores con sistemas artificiales de producción o naturalmente fluyentes:

- Modelos de sistemas de recolección en superficie con uniones.
- Sistemas de recolección de gas y condensado
- Redes
- Redes de inyección
- Modelamiento de sistemas de compresión.
- Modelamiento de sistemas de bombeo.
- Modelos de sistemas de recolección submarinos.

Optimización de sistemas de recolección:

- Flujo Multifásico
- Separadores múltiples.
- Un número ilimitado de nodos, pozos, yacimientos, etc.
- Estudios de optimización de campos con sistemas mixtos (ESP, GL, Bombeo Mecánico y neumático, PCP).
- Optimización de pronósticos de producción.

Estudios de Aseguramiento de Flujo en Tuberías

Administración de Yacimientos

- Modela el desempeño de sistemas de inyección, utilizando MBAL u otro modelo numérico de yacimientos.
- Sugiere diferentes opciones de estranguladores de Flujo en cabezales para alcanzar los objetivos de producción establecidos

7. Bibliografía

- 1) Appleford, D.E., Dick, P. y Felton, J.A.: "Modularization, Installation, Maintenance and Repair aspects of GA-SP Technology", OTC 6722. 1991.
- 2) Assayag, P.: "Subsea Separation and Boosting Systems – First Installation Offshore Brazil (PETROBOOST)". Aberdeen 1996.
- 3) Baker, A.C. y Lucas-Clements, D.C.: "Application of Subsea Separation and Pumping to Marginal and Deepwater Field Developments", SPE 20698. 1990.
- 4) Bringedal, B., Ingebretsen, T. y Haugen, K.: "Subsea Separation and Reinjection of Produced Water", OTC 10967. Mayo 1999.
- 5) Dahl, T.: "Kværner Booster Station – a subsea processing system". Scandinavian oil-gas magazine 9/10. 1992.
- 6) De Figueiredo, M.W.: "Application of Subsea O/W Separation: Main Drives and Challenges", SPE 97375. Junio 2005.
- 7) Fanftoft, R., Hendriks, T. y Chin, R.: "Compact subsea separation system with integrated sand handling", OTC 16412. Mayo 2004.
- 8) Gjerdseth, A.C., Faanes, A. y Ramberg, R.: "The Tordis IOR Project", OTC 18749. Mayo 2007.
- 9) Gómez Cabrera, J.A.: "Apuntes de Manejo de la Producción en Superficie". Facultad de Ingeniería, UNAM, Ciudad de México, D.F., México, 1994.
- 10) Guðmundsson, J.S.: Kompendium TPG 4135 "Prosessering av Petroleum". NTNU, Trondheim, Noruega. Enero 2008.
- 11) Johansen, O. y Leporcher, E.: "Deepwater Separation: What could be the use of it?", SPE 71549. Octubre 2001.
- 12) Lovie, P.M., Bagus, V.E., Grecco, M.G. y Schutter, D.S.: "Subsea Processing System ready for Gulf of Mexico Field Condition (GLASS)", OTC 7245. 1993.
- 13) Ogunsina, O.O. y Wiggins, M.L.: "A Review of Downhole Separation Technology", SPE 94276. Oklahoma, E.U.A. Abril 2005.
- 14) Redonda Godoy, C.A.: "Separación y Estabilización de Aceite Crudo". Tesis para obtener el título de Ing. Petrolera. UNAM, Ciudad Universitaria, D.F. 2008.
- 15) Sangesland, S.: "Subsea production and well intervention systems", Kompendium TPG 4200 Subsea Production Systems. NTNU, Trondheim, Noruega. Marzo 2008.

- 16) StatoilHydro.: “Technology Strategy for Subsea Processing and Transport”, Conferencia impartida por parte del equipo de StatoilHydro. Noruega, Diciembre 2006.
- 17) Swanborn, R.A.: “A new approach to the design of gas-liquid separators for the oil industry”. Technische Universiteit Delft (UDELFT), Amsterdam, Holanda. 25 de Octubre de 1988.
- 18) Veil, J.A., Langhus, B.G. y Belieu, B.: “Downhole Oil/Water separators: An Emerging Produced Water Disposal Technology”, SPE 52703. Marzo 1999.
- 19) Yudha, E.: “Feasibility Study on the Impact of Inclined DOWS Implementation to the Production Performance of High Production Rate Wells using Well Performance Simulator”, págs. 30-35, 92-97. Tesis para obtener el grado de MSc. Ingeniería Petrolera. NTNU, Trondheim, Noruega, 2007.