



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“TECNOLOGÍAS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN SUBMARINA, APLICACIONES DE CAMPO”

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:

CASTRO RAMÍREZ GABRIEL SALVADOR

DIRECTOR: M.I. José Ángel Gómez Cabrera



CIUDAD UNIVERSITARIA

2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Tema de tesis:

**“Tecnologías e Instalaciones de Producción Submarina,
Aplicaciones de Campo”**

Presentada por:

CASTRO RAMÍREZ GABRIEL SALVADOR

Dirigida por:

M.I. José Ángel Gómez Cabrera

Jurado:

Presidente: EDUARDO G. LORETO MENDOZA

Vocal: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

Secretario: ING. MARÍA ISABEL VILLEGAS JAVIER

1er. suplente: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

2do. suplente: M.I. TOMAS PÉREZ GARCÍA

Ciudad Universitaria, México, D.F. Marzo de 2009



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-185

SR. GABRIEL SALVADOR CASTRO RAMÍREZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

TECNOLOGÍAS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN SUBMARINA, APLICACIONES DE CAMPO

INTRODUCCIÓN

- I TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA**
- II ASEGURAMIENTO DE FLUJO**
- III ALMACENAMIENTO Y PROCESAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN**
- IV APLICACIONES DE CAMPO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 12 de febrero de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia, agradezco a la Universidad por darme la oportunidad de ser lo que desde secundaria llegué a soñar; ya que gran parte de lo que soy es gracias a ésta institución.

A mis padres, Luz María y Salvador, que estuvieron en todo momento conmigo, por ser la razón para que culminará esta parte de mi vida, porque éste triunfo también les pertenece y se los dedico, les agradezco de corazón, por su cariño y comprensión; de verdad gracias mamá y papá.

A mis hermanos, David y Angélica, por su compañía incondicional, sé que cuento con ellos siempre. Se la dedico a ese pedacito de cielo llamado Ethan, que se ha robado mi cariño.

A mi abuelita y a mis tías, que se han convertido en mis segundas mamás, por siempre preocuparse por mi familia y protegerla; sin ellas este logro no hubiera sido posible.

Le agradezco, de verdad le agradezco a Nelly, por estar conmigo todo este tiempo, por aguantarme, por alentarme a llegar a este momento, por ser la chispa que enciende el fuego y la leña que ayuda a mantenerlo, por mostrarme que en verdad existe el cielo, por todo; gracias Nelly.

Es difícil mencionar a todos mis amigos, por temor a no nombrar a alguno, les agradezco infinitamente a todos aquellos con los cuales compartí gran parte de mi vida, desde la secundaria hasta la universidad, ahora saben cuales fueron las ventajas de conocerme; gracias amigos por todos esas risas y esas palabras oportunas.

A todos los ingenieros que hicieron posible este trabajo, por sus enseñanzas y por su propicio regaño, gracias.

A todas mis primas y primos, por todos esos momentos, aunque sean pocos, que pasamos juntos fueron divertidos, estuvo bueno primos.

ÍNDICE

pág.

Introducción	9
Cap. 1. Tecnologías de Producción Submarina	13
1.1 Bombas Multifásicas	16
1.2 ESP (Bombas Electro-centrífugas Sumergibles)	20
1.2.1 Monitoreo en el fondo del pozo	23
1.2.2 Controles de Superficie	25
1.3 Separadores Submarinos	28
1.3.1 VASPS	32
1.4 Compresores Submarinos	34
1.5 Risers y Líneas de Flujo	36
1.5.1 Múltiples de Válvulas	38
1.5.2 Árboles Submarinos	39
1.5.3 FLETs (Línea de Flujo Final de Terminación)	39
1.5.4 Brincadores (Jumpers)	39
1.5.5 Líneas de Flujo Brincadoras (Flowline Jumper)	39
1.5.6 SUTA (Ensamble de Terminación Umbilical Submarina)	40
1.5.7 SDU (Unidad de Distribución Submarina)	40
Cap. 2. Aseguramiento de Flujo	41
2.1 Problemas en el flujo de fluidos en los pozos submarinos	45
2.1.1 Hidratos	46
2.1.2 Ceras/Parafinas	49
2.1.3 Incrustaciones	51
2.1.4 Asfaltenos	53
2.2 Técnicas de aseguramiento de flujo submarino	57
2.2.1 Remediación de Hidratos	57
2.2.1.1 Inhibidores de Baja Dosis	58
2.2.1.2 Inhibidores Cinéticos	58
2.2.1.3 Anti-Aglomerantes	59
2.2.1.4 Inhibidores Termodinámicos	59
2.2.2 Control de Asfaltenos	60

2.2.3 Control de Parafinas	61
2.2.3.1 Solventes	61
2.2.3.2 Dispersantes	61
2.2.3.3 Modificadores de Cristales de Parafina	62
2.2.4 Cambio de Mojabilidad de la Roca o de la Superficie Metálica	64
2.2.5 Control de Incrustaciones	65
2.2.5.1 Técnicas Químicas	67
2.2.5.2 Métodos Mecánicos Convencionales	68
2.2.5.3 Métodos Mecánicos con Chorros de Fluidos	68
2.2.5.4 Lechadas Abrasivas	69
2.2.5.5 Abrasivos Sterling Beads	69
2.2.5.6 Eliminación de Incrustaciones Duras	69
2.2.6 Inhibidores de Incrustaciones	70
Cap. 3. Almacenamiento y Procesamiento de la Producción.	73
3.1 Plataformas Fijas	75
3.1.1 Jackets	75
3.1.2 Torres Compliant	75
3.2 FPSO (Unidad de Producción Flotante, Almacenamiento y Descarga)	76
3.3 Semisumergibles	81
3.3.1 Comparación de Semisumergible y FPSOs	83
3.4 Spars	84
3.5 TLPs (Plataformas de Patas Tensionadas)	87
3.6 Tiebacks	90
Cap. 4. Aplicaciones de campo	94
4.1 Campo Tordis, Mar del Norte	96
4.1.1 Características del Campo Tordis	96
4.1.2 Estado del arte del Campo Tordis	97
4.2 Campo Roncador, Brasil	102
4.2.1 Características del Campo Roncador	102
4.2.2 Estado del arte del Campo Roncador	105
4.3 Campo Na Kika, Golfo de México	110
4.3.1 Características del Campo Na Kika	110
4.3.2 Estado del arte del Campo Na Kika	112
Conclusiones y Recomendaciones	119
Referencias	121

INTRODUCCIÓN

El uso de tecnologías submarinas como bombas multifásicas, bombas electrocentrífugas sumergibles, separadores, entre otras; se han vuelto indispensables en los últimos tiempos con el agotamiento del aceite de fácil extracción en tierra y aguas someras; las grandes compañías se han visto en la necesidad de moverse a aguas profundas y ultra-profundas. Sin embargo, debido a los altísimos costos de mantenimiento en instalaciones para cada campo, se desarrollaron tecnologías para ayudar al o los pozo(s) a aumentar su producción o mantenerla evitando los altos costos y aumentando la vida productiva del campo. Una característica imprescindible en este tipo de tecnologías es que deben estar libres de mantenimiento por años, buscando así evitar las costosas intervenciones o el paro en la producción para repararlas. Entre las tecnologías con este fin destacan el levantamiento submarino que es el uso de bombas multifásicas, las cuales en la actualidad pueden desplazar porcentajes del 100% de gas a la superficie. Las bombas electrocentrífugas sumergibles (ESP), que se instalan en el fondo del pozo por abajo del nivel de líquido, se han vuelto una excelente solución para pozos con presiones insuficientes para poder producir por sí mismos; se usan en pozos en tierra y en aguas profundas, con la limitación de que no manejan grandes gastos de gas, lo que generalmente las descompone. Los separadores submarinos son otra gran alternativa usada porque elimina de la corriente del pozo el agua y el gas, para su re-inyección o tratamiento en superficie, eliminando así la contrapresión que existe en el riser y aumentando la producción. Los compresores submarinos son usados en campos maduros de gas donde la presión ya no es suficiente para que los fluidos lleguen a las instalaciones superficiales; aunque es una tecnología en desarrollo, representa una solución para campos de gas seco maduros.

La tecnología de risers en aguas profundas se enfoca en los risers híbridos, que son una combinación de riser flexible y riser rígido; se usan más debido a que son los que más soportan las corrientes oceánicas.

Todas estas tecnologías contribuyen a ahorrar costos en el aseguramiento de flujo, aumentando la presión y temperatura del fluido evitando que se formen hidratos, asfaltenos, parafinas, etc, ya que un alto depósito de cualquiera de éstos puede disminuir la producción y en la peor situación, eliminarla, incrementando los costos para tratar de limpiar la tubería. Se deben de hacer diversas pruebas como realizar análisis PVT al fluido producido para saber, por ejemplo, la temperatura de aparición de ceras, en general conocer las propiedades del fluido para evitar en lo posible la formación de hidratos, ceras y asfaltenos. Primero se explican las razones por las cuales surgen y porqué se forman, y después se plantean soluciones para cada uno de los problemas mencionados, ya sean químicos, físicos o mecánicos.

En el capítulo tres, se verá hacia dónde va la producción del campo o de varios campos, ya que no siempre se tiene la posibilidad de tener instalaciones superficiales para cada campo; en estos casos se dirige la producción de varios pozos de un campo a alguna instalación de otro campo para su almacenamiento y procesamiento. Con esto se evita abandonar campos pequeños en los cuales es incosteable colocar alguna plataforma de producción. A este tipo de campos lejanos se les llama campos satélites. Los tiebacks en estos casos son de kilómetros, pero con los largos tiebacks se tienen problemas de aseguramiento de flujo, así que se usa una bomba multifásica o un separador que pueda reducir la contrapresión y hacer llegar la producción a una plataforma o instalaciones en tierra. Para aguas profundas y ultra-profundas, se usan unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga, semi-sumergibles, Spar y TLPs, generalmente a cada plataforma se le asocia con varios campos.

Finalmente, en el último capítulo aparecen tres campos representativos de cada zona del mundo. El campo Tordis, ubicado en el Mar del Norte, fue el primero en usar la tecnología de separación submarina, su producción se asocia a la plataforma Gulfaks C localizada a unos kilómetros del campo. El campo Roncador que ha sido todo un reto para Petrobras con resultados satisfactorios en el ámbito tecnológico, en el que se necesitó usar una configuración de anillo que ahorra costos en risers e inyecta gas al yacimiento. Y por último, el proyecto Na Kika localizado en la parte norte del Golfo de México, es un esfuerzo

conjunto de las grandes compañías Shell y BP, en este proyecto se asocia por primera vez seis campos a una sola plataforma, logrando exitosamente cuatro pozos con tecnología de terminación inteligente que permite hacer pruebas de incremento de presión a los pozos sin cerrarlos, cerrar una zona invadida por agua y abrir otra a producción, y tomar mediciones en tiempo real.

Este trabajo tiene el fin de dar un panorama del mundo sobre la producción en aguas profundas y ultra-profundas, familiarizarse con las tecnologías tanto submarinas como superficiales; dando un enfoque económico, por que como sabemos si algún proyecto no es rentable simplemente se abandona.

Capítulo 1

Tecnologías de Producción Submarina

Capítulo 1

Tecnologías de Producción Submarina

El procesamiento de los fluidos en el lecho marino se ha incrementado en años recientes, debido a la escasez de aceite “fácil” en aguas someras y en tierra. Las compañías se han visto en la necesidad de perforar en tirantes de agua de hasta 3000 (m), donde los costos se incrementan de manera considerable a comparación de los pozos que se perforan en aguas someras. Una vez perforado y terminado el pozo en aguas profundas y ultraprofundas, se pone a producir; el aceite y el gas deben llegar a instalaciones terrestres para su procesamiento.

Algunos yacimientos sencillamente no son suficientemente grandes como para justificar el costo que implica dedicar una instalación de procesamiento. En vez de abandonar dichos campos, las compañías pueden aprovechar la infraestructura existente mediante la vinculación de la producción de campos marginales a las plataformas que prestan servicios a otros campos.

Para llegar a las instalaciones de procesamiento, la producción proveniente de yacimientos remotos debe fluir a través de conectores, colectores, líneas de flujo y tuberías ascendentes, diseñados para tolerar las presiones, temperaturas y corrientes que existen en los océanos profundos. Los hidrocarburos en los que predominan las fracciones pesadas poseen alta viscosidad; el transporte de estos fluidos desde los yacimientos en aguas profundas puede resultar complicado. Cualquier cantidad de factores, que actúen en forma independiente o en conjunto, pueden producir la acumulación de incrustaciones, hidratos, asfaltenos o ceras en las líneas de flujo submarinas. Estos depósitos pueden ser suficientemente severos como para impedir el flujo hacia las instalaciones de procesamiento en superficie o en el lecho marino.¹

El procesamiento submarino es generalmente utilizado para ahorrar costos y alargar la vida productiva de cada pozo. La premisa básica detrás de la operación de dicho procesamiento submarino es el equipo de descarga en el suelo marino, éste debe de reducir las demandas en la estructura superficial, como una TLP, una Spar, FPSO, etc. El mejoramiento del flujo se debe a una reducción en la contrapresión impuesta hacia el yacimiento por largos risers de producción y grandes tirantes de agua.

¹ Amin Amin, Mark Riding, Randy Shepler, Eric Smedstad y John Ratulowski: “Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso” Oilfield Review (Verano 2005): 1.

La siguiente figura ilustra perfectamente la gran ventaja de usar el levantamiento artificial:

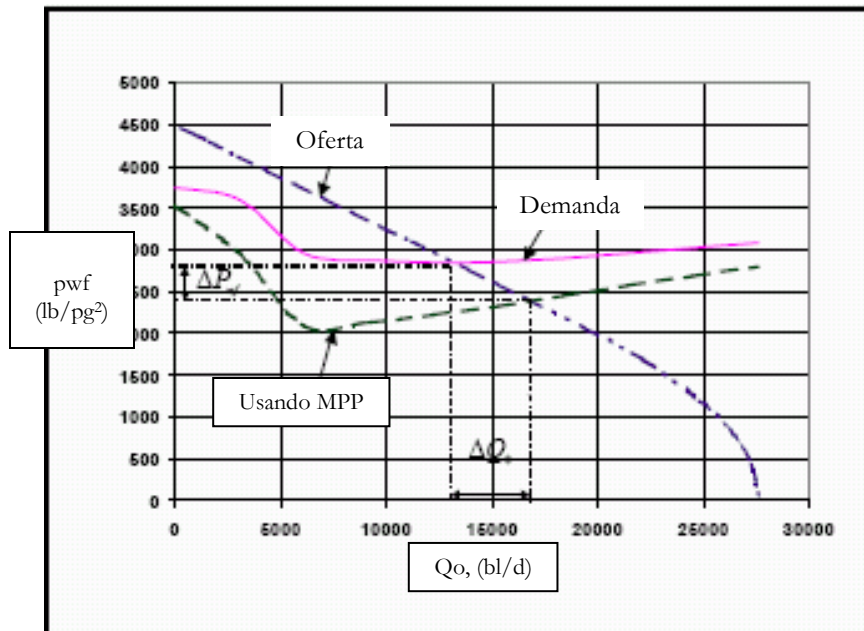


Fig. 1.1 Gráfica de un análisis nodal mostrando los incrementos en los gastos y el decremento de la presión en el fondo usando una bomba multifásica.²

Para el procesamiento de aceite se recomienda:

- Sistemas de impulso de aceite submarino.
- Procesamiento de aceite submarino.
- Separación de la mayor parte de agua.
- Inyección de agua de mar sin tratar para mantenimiento de presión.

El impulso submarino de aceite trae los siguientes beneficios:

- Permite la producción de aceite ligero ultraprofundo.
- Permite la producción de aceite pesado profundo.
- Incrementa la recuperación de aceite ligero profundo y reduce costos en el aseguramiento de flujo.

En todos los casos, este impulso reduce o elimina la contrapresión en los pozos de la cabeza del riser. Aunque varios yacimientos tienen la presión suficiente para producir desde el fondo del pozo sin el uso de levantamiento artificial, muchos yacimientos ultraprofundos de aceites ligeros y pesados tienen una presión cerca de la presión de abandono y no pueden producir hacia la superficie más que por un corto periodo de tiempo.

² Devegowda D., Scott S.L.: "An a assessment of subsea production systems", artículo de SPE 84045 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Denver, Colorado, USA, del 5 al 8 de octubre del 2003.

La separación de agua del aceite cerca de la cabeza del pozo permite la producción adicional de crudo. La separación de la mayor parte de agua permite el manejo de sólidos para tirantes de agua relativamente pequeños.

Los sistemas de procesamiento de gas son:

- Compresión submarina de gas.
- Deshidratación submarina de gas.
- Aseguramiento de flujo.
- Calidad para la venta.

La compresión submarina es comúnmente usada para grandes campos a distancias moderadas de las instalaciones. En pequeños proyectos, la compresión submarina puede añadir valor a éstos, cuando el colgamiento de líquido es sustancial y la compresión en la superficie no es efectiva.

La deshidratación submarina de gas puede en principio ser usada en varias aplicaciones:

- Para reducir los costos del aseguramiento de flujo por la eliminación o minimización de la necesidad de inhibición de hidratos.
- Para reducir los costos de las tuberías removiendo el agua para permitir el uso de acero al carbón en vez de una aleación de resistencia a la corrosión.³

³ R.M. Bass, Shell Intl. E&P: "Subsea Processing and Boosting-Technical Challenges and Opportunities", artículo de la OTC 18261, presentado en la OTC 2006, Houston, Texas, 1 al 4 Mayo.

1.1 BOMBAS MULTIFÁSICAS

Una de las primeras tecnologías de producción submarina que fue utilizada es el bombeo multifásico (MPP, MultiPhase Pumping). Usadas por sí solas, las bombas multifásicas son un adelanto en tecnología submarina que levanta toda la producción hacia la superficie, donde es más barato y fácil su procesamiento. Su función principal, es proveer una presión que impulse y ayude a superar el tirante de agua para llegar a la superficie incluso con baja presión en la cabeza del pozo. Sin embargo, la mezcla de los fluidos del pozo puede crear problemas de flujo en risers largos, incluyendo, acumulación, corrosión, depósito de hidratos y depósito de parafinas. Esto sucede cuando el agua está siendo producida; por lo tanto, las MPPs son comúnmente usadas para pozos con bajo corte de agua o en conjunción con la separación de aceite/agua.⁴

El bombeo multifásico es relativamente nuevo, incluso en instalaciones de superficie. La primera bomba multifásica fue instalada en 1993, a la que le siguió una versión eléctrica en el 2000. Se está convirtiendo en un método esencial para incrementar la recuperación en los pozos submarinos. Varias bombas son capaces de entregar corrientes con fracciones de gas del 95%, algunas veces mayores; por ejemplo, hay situaciones donde el bombeo multifásico necesita manejar fracciones de volumen de gas cerca del 100%.

Para ponerlas en marcha se necesita de energía eléctrica que es suministrada a través de cables. Cuando el recurso de energía se encuentra lejos, las pérdidas eléctricas se convierten en excesivas, y necesitan ser reducidas; se crea el recurso localmente o se usa una turbina a base de agua.

Cuando se trata de campos que están lejos de las instalaciones de producción, extensas líneas multifásicas tienen algunos inconvenientes inherentes. Se crea una alta contrapresión, que disminuye la recuperación. Con sistemas superficiales, los pozos fluyen a una presión que está en el rango de 800 a 1000 (lb/pg²). Con la compresión o el impulso añadido, los pozos pueden fluir a 100 (lb/pg²) o menos, antes de que el abandono sea necesario. Sin embargo, grandes líneas de flujo pueden sumar de 1000 a 2000 (lb/pg²).

Los fluidos del pozo mezclados requieren soluciones variadas para el aseguramiento de flujo, especialmente después del avance del agua. Dependiendo del tipo de fluido, química y condiciones de flujo, puede causar corrosión, depósito de parafinas y depósito de hidratos⁵.

⁴ Cohen, David Michael, Fischer, Perry A.: "Production systems hit the seafloor running", artículo de WorldOil magazine, Julio 2007.

⁵ Fisher, Perry A., "Subsea production systems progressing quickly", artículo de WorldOil Magazine.

Aunque las bombas de pistón o las de cavidades progresivas han sido probadas para el servicio multifásico, dos tecnologías de bombeo son las que dominan: helico-axial y diseños de tornillos gemelos. Ambos tipos han sido instalados en tierra y en aplicaciones submarinas con buenos resultados.

Un ejemplo del avance en el bombeo multifásico, es la MultiBooster, que fue desarrollada por AkerKvaerner. Cada bomba usa tornillos gemelos Bonermann con capacidad de 68000 (bpd), probada a 5000 (lb/pg²) de presión debido al tirante de agua. Se planea la instalación de esta bomba a 450 (pies) de tirante de agua en el campo Balmoral en Reino Unido. El sistema está diseñado para manejar alto contenido de gas.⁶



Fig. 1.2 Bomba multifásica de tornillos gemelos AkerKvaerner, la MultiBooster, está instalada en 450 (pies) de agua en el campo Balmoral.⁷

El bombeo multifásico ofrece ahorro en costos. El diseño de las bombas debe de ser compacto, lo que se reflejaría en ahorrar espacio e inversiones. Un programa de mantenimiento combinado con un reemplazamiento de partes in-situ resulta en un ahorro adicional.

⁶ Cohen, David Michael, Fisher, Perry A., et al referencia 4.

⁷ Cohen, David Michael, Fisher, Perry A., et al referencia 4.

Cuando se instalan bombas multifásicas sobre el lecho marino, éstas se encuentran más cerca del yacimiento que si se instalaran al nivel del mar, con lo cual se mejora la altura de succión de la bomba y se logra utilizar un sistema de mayor potencia.

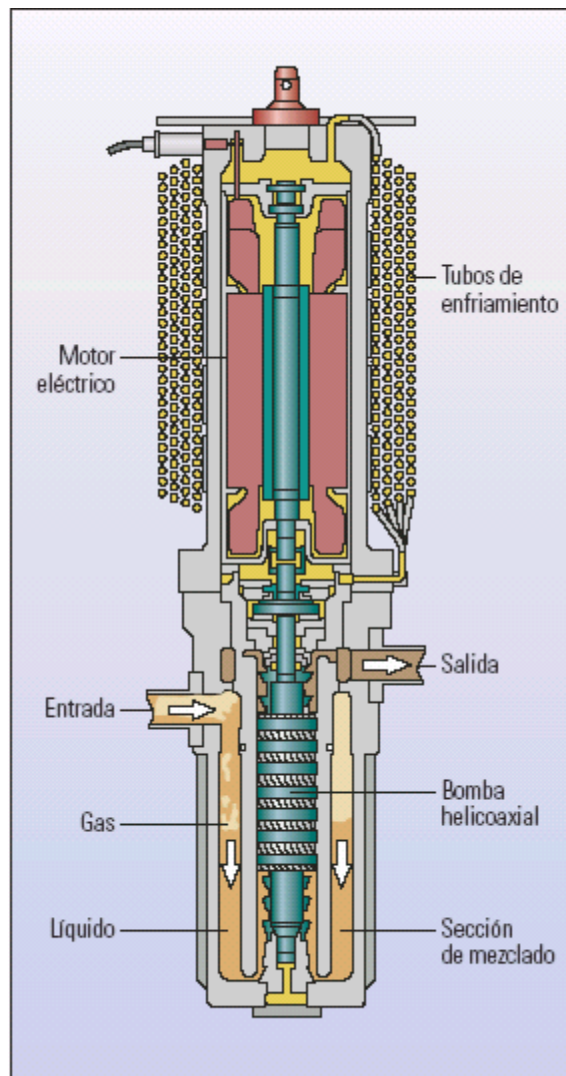


Fig. 1.3 Bomba de refuerzo multifásica submarina Framo.⁸

Esta bomba Framo utiliza un diseño modular que consiste en una unidad de bombeo y una de impulsión integrada. La unidad de impulsión puede ser accionada por un motor eléctrico o por una turbina hidráulica. Todos los componentes que están sujetos a desgaste y deterioro se encuentran instalados en un cartucho de fácil recuperación, que puede recibir mantenimiento desde una embarcación para operaciones de intervención.

⁸ Amin Amin, Mark Riding, Randy Shepler, Eric Smedstad y John Ratulowski: “Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso” Oilfield Review (Verano 2005): 12.

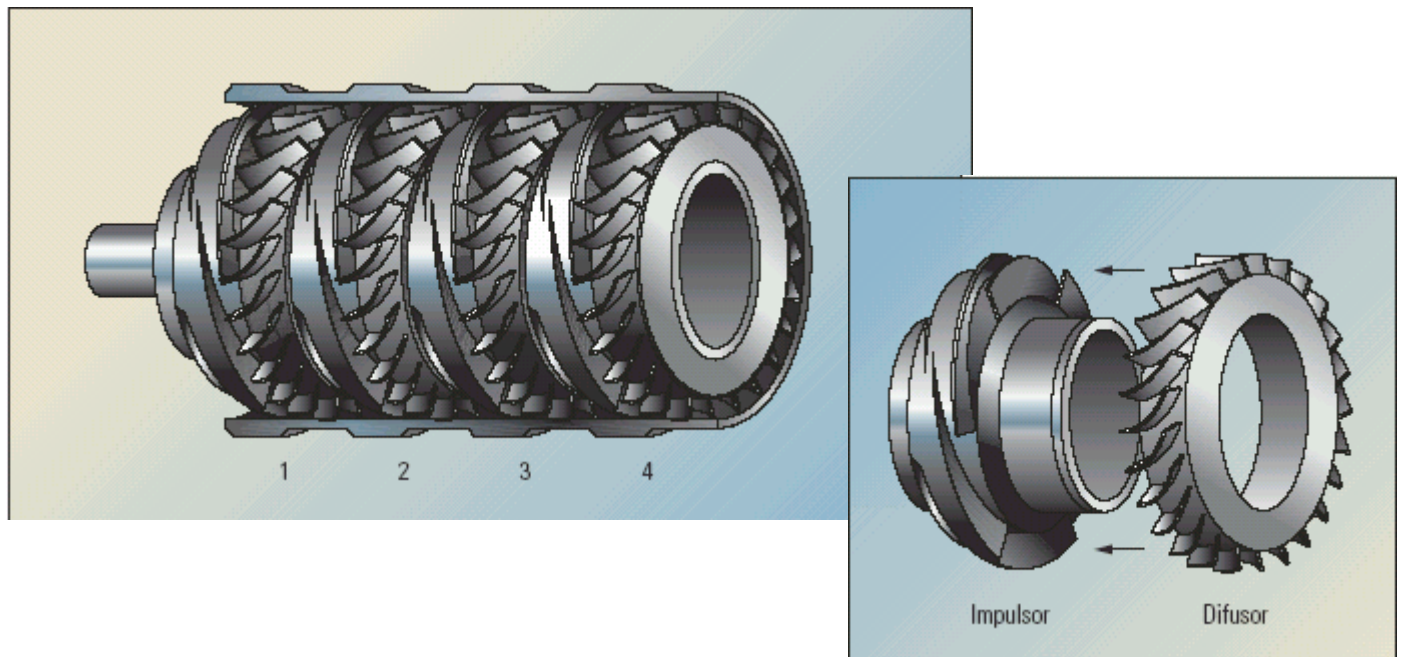


Fig. 1.4 Bomba helicoaxial. Bomba de última generación Framo de cuatro etapas; cada etapa comprende un impulsor y un difusor. Puede operar con flujos multifásicos variados hasta el 100% de gas.⁹

Las bombas multifásicas presurizan las corrientes de producción, comprimiendo el gas y a veces haciendo que vuelva a estar en solución. Una corriente de producción es expulsada desde una bomba multifásica de refuerzo como un líquido homogéneo, en condiciones de presión y temperatura elevadas y con un régimen de flujo estacionario. Al salir de la bomba de refuerzo, el calor impartido por la bomba es evacuado por la corriente de producción, lo que ayuda a reducir los problemas de formación de hidratos y ceras. Al mismo tiempo, el incremento de presión ayuda a aumentar las velocidades de flujo. El calor y la presión adicionales suministrados por la bomba pueden tener una influencia positiva sobre el aseguramiento del flujo.

Las bombas multifásicas de refuerzo desempeñan un rol crucial en la producción submarina cuando se utilizan en conjunto con el bombeo neumático en el fondo de pozo.¹⁰

⁹ Amin Amin, et al, referencia 8.

¹⁰ Amin Amin, Mark Riding, Randy Shepler, Eric Smedstad y John Ratulowski: “Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso” Oilfield Review (Verano 2005): 12, 13.

1.2 ESP (Bombas Electro-centrífugas Sumergibles)

En 1916, Armais Arutunoff, un inventor ruso de 23 años de edad, creó el primer motor eléctrico capaz de operar en agua e impulsar una bomba. Para el año de 1921, había establecido REDA (Russian Electric Dynamo of Arutunoff). Después de emigrar a los Estados Unidos en 1923, Arutunoff instaló el primer sistema de bombeo eléctrico sumergible en los campos petroleros de Oklahoma.¹¹

El concepto probó levantar efectiva y económicamente grandes volúmenes de fluido a grandes tirantes de agua bajo una variedad de condiciones de pozo. Hoy en día, las ESP son esencialmente bombas centrífugas multi-etapa que emplean álabes. El eje está conectado a un motor eléctrico que está sumergido debajo del nivel de líquido. La electricidad es suministrada a través de un cable resistente.

Los sistemas ESP dependen del movimiento de los fluidos producidos para refrigerar el motor. Este requerimiento en algún momento limitó estos sistemas a temperaturas de operación internas de aproximadamente 204(°C) [400(°F)]; ciertos modelos de bombas ahora poseen la capacidad para operar a temperaturas de hasta 288(°C) [550(°F)]. El empleo de fluidos producidos para refrigerar los motores ESP también incidió en el volumen de gas que podían manejar los sistemas ESP antes de experimentar recalentamiento.

Las ESPs submarinas están ganando aceptación, por sus reducidos costos de instalación y el número reducido de intervenciones. Esta tecnología está disponible para pozos marginales desde una plataforma; haciendo a estos campos marginales y distantes económicos de explotar. Un beneficio adicional incluye el mejoramiento en la eficiencia de la energía y la reducción del impacto ambiental. Aunque las intervenciones son más costosas que aquellas operaciones en aplicaciones tradicionales.

Hay tres principales preocupaciones que han limitado la selección de instalaciones para las ESP. La principal fue la percepción de que las ESPs submarinas tuvieran un corto tiempo de vida. La segunda preocupación fue la percepción de que las ESPs son sólo para altos cortes de agua o altos gastos en los pozos. La tercera ha sido la cantidad de gas producido a través de la ESP. La principal limitación es ésta última. El levantamiento se deteriora, cuando el gas se presenta con el fluido. La bomba eventualmente se “bloquea por gas” y falla, resultando en una falla prematura o pérdida de circulación.

Las ESPs submarinas no fueron factibles hasta que los avances tecnológicos fueron hechos en conexiones eléctricas mojadas (WMEC, por sus siglas en inglés), que pudieron ser usadas en el suelo marino. Los conectores alivian el requerimiento de completar una conexión eléctrica seca a la superficie.

Se deben tomar consideraciones en el sistema de energía que son críticas en las instalaciones de ESP submarinas. Así, los sistemas de energía deben ser optimizados para mejorar sus vidas productivas y evitar numerosas operaciones de mantenimiento.

¹¹ Bremner Chad, Harris Grant, Kosmala Alex y cols.:”Tecnologías en evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles” Oilfield Review (Primavera 2007):49.

Una principal consideración en las instalaciones submarinas para ESP son los armónicos producidos por unidades de velocidad variable (VSD, por sus siglas en inglés) para controlar los gastos del pozo. Todos los posibles problemas armónicos pueden ser inferidos y eliminados cuando se usa un VSD, previniendo efectos perjudiciales en el sistema ESP.¹²

Estos sistemas ESPs pueden dejar de funcionar gracias a varios problemas que se presentan durante la instalación y funcionamiento; estas fallas son causadas por problemas ambientales, errores humanos potenciales, problemas operacionales y problemas en los equipos, que pueden causar fallas tempranas en la bomba.¹³

Otro problema que acorta la vida de los motores y los protectores de las ESPs, es el causado por el desgaste de los cojinetes radiales. Estos cojinetes se gastan a medida que el aceite del motor de la ESP se degrada con el tiempo.¹⁴

La vibración también desempeña un rol importante en la reducción de la vida útil de la bomba. Cuando el eje del motor vibra, incrementa el desgaste sobre los sellos que lo rodean, permitiendo finalmente que los fluidos producidos ingresen en el protector. Desde el protector, los fluidos del pozo pueden filtrarse más allá de los sellos del eje e ingresar en el motor, donde contaminan el aceite y modifican sus propiedades dieléctricas, hidráulicas y lubricantes, produciendo finalmente la falla del motor de la bomba. Para tratar de remediar ésta situación; se colocó en el cabezal del protector, el cual es afectado por la vibración de la bomba y por los elementos abrasivos del fluido producido, un cojinete de zirconio resistente a la abrasión y evitar así tanto el desgaste del cojinete como la entrada del fluido al motor.

¹² Anderson Graham, Harris Grant, Pursell John, :”Subsea ESPs gain acceptance via advancing technology”, artículo de WorldOil Magazine.

¹³ Una falla temprana de los sistemas ESP es la que se produce dentro de los primeros 90 días de operación.

¹⁴ El aceite dieléctrico es un aceite aislante que se utiliza en los equipos eléctricos. El aceite dieléctrico resiste la falla bajo voltajes altos y se utiliza en los sistemas ESP para proteger los componentes eléctricos de los elementos corrosivos presentes en el pozo.

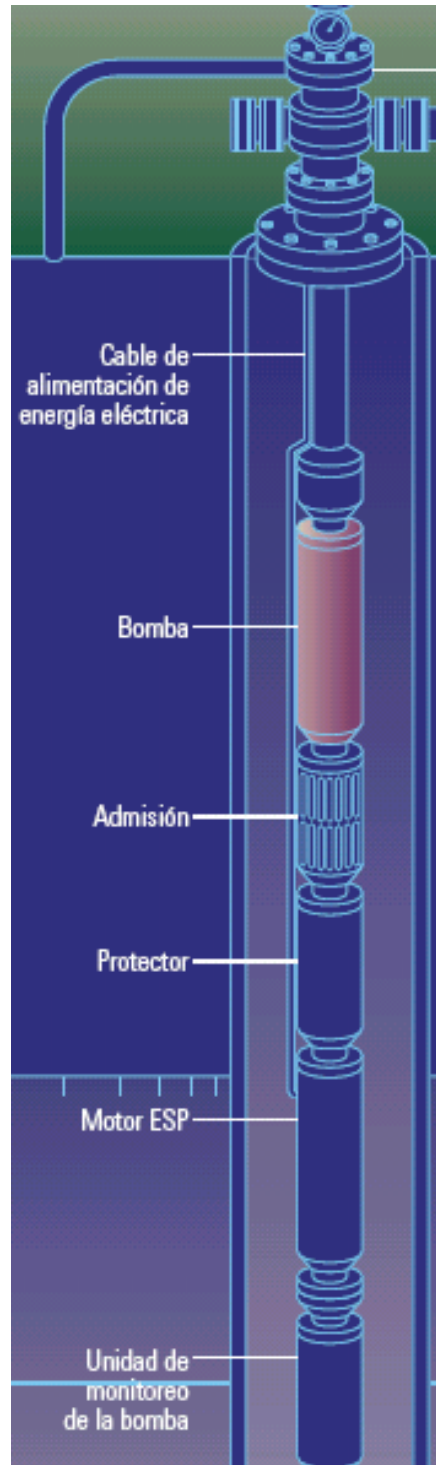


Fig. 1.5 Partes del sistema ESP.¹⁵

¹⁵ Bremner Chad, Harris Grant, Kosmala Alex y cols.: "Tecnologías en evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles" Oilfield Review (Primavera 2007):35.

1.2.1 Monitoreo en el fondo del pozo

Mediante el monitoreo del desempeño de los sistemas ESP, los operadores pueden reconocer los problemas a medida que se presentan éstos. En muchos casos, el desempeño de las bombas declina gradualmente, lo que deja tiempo para que los operadores intervengan pro-activamente si están al tanto del problema. Estas mediciones también son importantes para evaluar el comportamiento del yacimiento; proveen información valiosa a utilizarse en el análisis de presiones transitorias, el monitoreo de la curva de desempeño del pozo y el establecimiento de tendencias de productividad.

Los sensores Phoenix proveen una diversidad de mediciones de fondo de pozo y opciones de respuesta e incluyen los siguientes dispositivos:

- Sensor de fuga de corriente: protege el sistema eléctrico del calor excesivo de la bomba, la falla de aislamiento del bobinado del motor eléctrico y la pérdida del aislamiento fase-tierra.
- Sensor de presión de descarga: protege a la bomba de la alta presión causada por los cierres de las válvulas y los tapones de fluido pesado.
- Sensor de presión de admisión (presión dinámica de afluencia): protege a la bomba de la baja presión causada por el nivel bajo del fluido, el agotamiento del nivel provocado por la obturación de las admisiones y la obturación por gas.
- Sensor de temperatura de admisión: protege a la bomba del recalentamiento provocado por la recirculación, a alta temperatura, a través de la admisión, así como de la temperatura elevada del fluido de producción.
- Sensor de aceite del motor y de la temperatura del bobinado: protege al motor de la alta temperatura causada por las condiciones de flujo bajo, la alta carga del motor y la refrigeración deficiente debida a la acumulación de incrustaciones.
- Sensor de vibración del motor y de la bomba: protege a la bomba de la vibración y del daño mecánico causado por la producción excesiva de sólidos y el desgaste mecánico excesivo.

Una herramienta de monitoreo en el fondo del pozo (DMT, por sus siglas en inglés) permite monitoreo remoto del sistema de bombeo y del yacimiento. El DMT consiste de un sensor de fondo y una unidad de interfase de superficie (SIU). Los datos son transferidos digitalmente a la superficie a través del cable de poder del motor, no requiere transmisión separada de cables. Los datos pueden ser transmitidos a una PC desde un sistema SCADA. Un sistema de gestión ESP puede monitorear ambos, los datos del DMT y el VSD mientras controla el VSD.¹⁶

¹⁶ Bremner Chad, Harris Grant, Kosmala Alex y cols.: "Tecnologías en evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles" Oilfield Review (Primavera 2007):37, 38.



Fig. 1.6 Variadores de velocidad (VSD). Utilizando la electricidad generada por la empresa de electricidad local o en estaciones generadoras dedicadas, el VSD transmite la energía eléctrica dentro del pozo hasta el sistema ESP. El VSD es clave para controlar el desempeño de la bomba en forma remota.¹⁷

¹⁷ Bremner Chad, Harris Grant, Kosmala Alex y cols.: "Tecnologías en evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles" Oilfield Review (Primavera 2007):38.

1.2.2 Controles de superficie

Los sistemas ESP son impulsados por motores eléctricos trifásicos de inducción, alimentados por una fuente de energía eléctrica instalada en la superficie. Esta fuente puede regularse para ajustar el desempeño de la bomba a medida que cambian las condiciones del yacimiento. Mediante el ajuste del desempeño de la bomba a las condiciones cambiantes del pozo, los operadores pueden mejorar la eficiencia y la vida útil del sistema ESP.

El variador de velocidad SpeedStar es una unidad de control de superficie que permite que los operadores ajusten en forma remota la potencia eléctrica que se envía hacia el fondo del pozo. Si bien los rangos de temperatura de trabajo de las sargas ESP estándar han ascendido de 121(°C) [250(°F)] a 204(°C) [400(°F)], los componentes clave del sistema Hotline original, especialmente su motor, los cables de alimentación, la bomba y el protector del motor lleno de aceite, están diseñados para operar a 246(°C) [475(°F)]. La temperatura de operación representa la temperatura interna de los componentes del sistema, que es generalmente más elevada que la temperatura de los fluidos producidos, debido al calor generado a través de las pérdidas mecánicas y eléctricas producidas en la bomba, el motor, la admisión y el protector. Como en otros diseños ESP, el calor de la bomba se disipa mediante los fluidos producidos.¹⁸

En una sarga ESP, el protector se encuentra ubicado entre la bomba y el motor, y posee numerosas funciones:

- Conducir el empuje ascendente o el empuje descendente desarrollado por la bomba.
- Acoplar el esfuerzo de torsión desarrollado por el motor a la bomba. El eje del protector debe ser capaz de desarrollar un esfuerzo de torsión máximo sin exceder su límite elástico, lo que podría producir la rotura del eje.
- Mantener los fluidos del pozo fuera del motor. El protector transfiere la presión entre el aceite del motor y el fluido producido en el espacio anular, sin permitir la mezcla de los dos fluidos.
- Proveer un depósito de fluido para permitir la expansión térmica del aceite del motor. La instalación de la bomba somete un sistema ESP a incrementos de temperatura entre la superficie y la profundidad de colocación. Durante la operación, el calor interno eleva aún más la temperatura. Los incrementos de temperatura hacen que el aceite dieléctrico del motor se expanda. El protector da lugar a esta expansión, permitiendo que el exceso de volumen expandido de aceite pase del motor al protector y desplazando un volumen equivalente de fluido de pozo del protector al pozo. Cuando un motor se detiene, su aceite se contrae a medida que el motor se enfría y el protector provee un depósito de aceite limpio que fluye nuevamente hacia el motor, manteniendo separados los fluidos del pozo.¹⁹

¹⁸ Bremner Chad, Harris Grant, Kosmala Alex y cols.: "Tecnologías en evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles" Oilfield Review (Primavera 2007):38, 39.

¹⁹ Bremner Chad, Harris Grant, Kosmala Alex y cols, referencia 18.

Los protectores se dividen generalmente en tres categorías: los diseños de tipo laberinto, bolsa elastomérica y fuelle. El diseño de tipo laberinto utiliza la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, aunque estén en contacto directo. Para que este diseño funcione, el fluido del pozo tiene que ser más pesado que el aceite del motor y la unidad debe instalarse en el pozo en posición vertical o casi vertical. Los protectores de tipo bolsa elastomérica y laberinto normalmente muestran un buen desempeño en las condiciones de pozo para las que se diseñan.

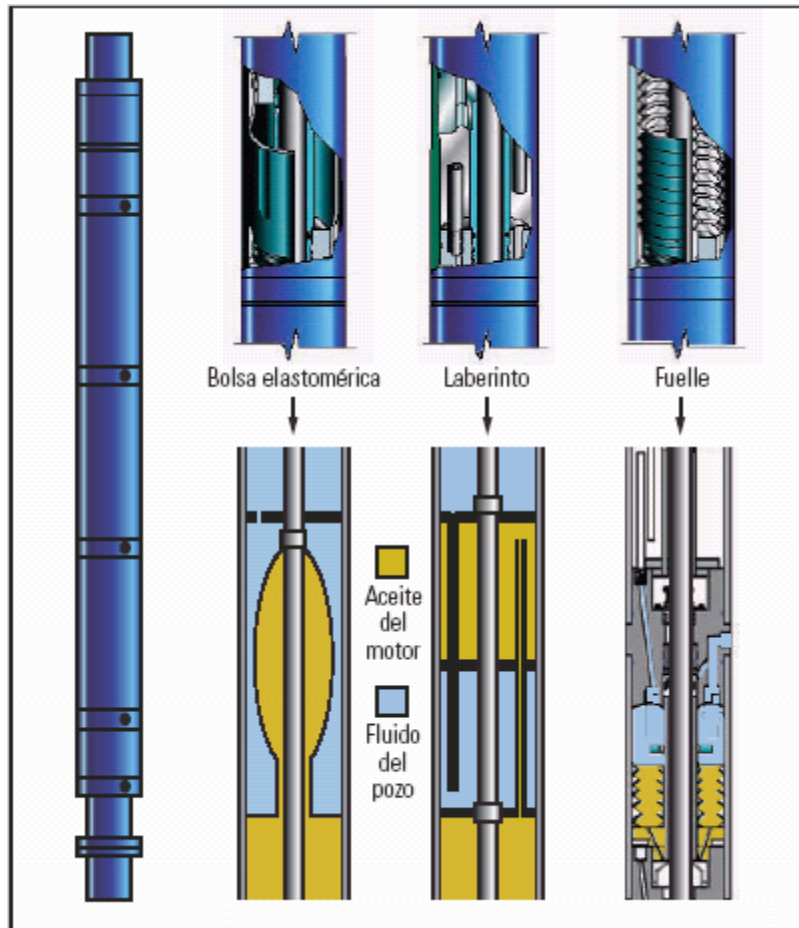


Fig. 1.7 Evolución del diseño de los protectores. Las bolsas elastoméricas de sello positivo son utilizadas en muchas aplicaciones pero no poseen suficiente resistencia a la tracción o tolerancia térmica. Los protectores de tipo laberinto utilizan una trayectoria tortuosa para limitar la entrada de fluidos del pozo, pero no se adecuan a las instalaciones horizontales. Preservan la integridad del motor. El fuelle metálico de presión positiva permite la equalización de la presión y la expansión del aceite dieléctrico del motor.²⁰

²⁰ Bremner Chad, Harris Grant, Kosmala Alex y cols, et al, referencia 18.

El protector de tipo fuelle se adecua mejor a condiciones de pozo hostiles, donde los protectores son sometidos a temperaturas elevadas, elementos abrasivos, químicos utilizados en tratamientos de pozos, dióxido de carbono (CO_2) ó H_2S . Este protector se llena con un aceite que conserva su viscosidad a altas temperaturas y utiliza un fuelle metálico para dar cabida a la expansión y contracción térmica del aceite. Utilizando materiales seleccionados para minimizar los esfuerzos térmicos, está diseñado para operar a una temperatura del aceite de hasta $246(^{\circ}\text{C})$ [$475(^{\circ}\text{F})$]. El fuelle también está construido para operar con una concentración de H_2S del 30%, dependiendo de la temperatura.²¹

²¹ Bremner Chad, Harris Grant, Kosmala Alex y cols, et al, referencia 18.

1.3 SEPARADORES SUBMARINOS

Para campos maduros, una estación de procesamiento puede contribuir a incrementar las ganancias, el factor de recuperación y en consecuencia la producción, mejorando y prolongando el uso de la existente infraestructura.

Para nuevos desarrollos de campos esta tecnología representa eficiencia de costos y una solución amigable para el ambiente, donde el campo es enlazado directamente a instalaciones existentes costa afuera o directamente a tierra.

Para llevar a cabo este tipo de proyecto se deben de tomar en cuenta varias características del fluido producido, y por lo tanto se deben de hacer varias pruebas de laboratorio para saber, por ejemplo, la cantidad de desmenuzante que se debe añadir al flujo para romper las emulsiones, o en qué tiempo se rompen, cálculo del gas liberado, análisis PVT, etc., con el fin de obtener la mayor eficiencia y capacidad del separador.

La separación submarina es costosa y una tecnología altamente riesgosa de implementar, que se puede comparar por su dificultad para instalarla, con el impulso submarino. La tecnología es riesgosa porque los separadores tienden a requerir limpieza regular y ajuste, y el equipo submarino debe, por definición, operar sin mantenimiento durante años.

La separación trifásica cerca de la cabeza del pozo es altamente benéfica, incrementando la producción por la reducción de la contrapresión en la cabeza. Una vez que se separa el aceite del agua y el gas, el gas separado es re-inyectado, a un pozo para este fin o simplemente enviado a través de largas líneas a instalaciones para su procesamiento. La separación y la re-inyección de la mayor parte de agua liberará espacio en las líneas de flujo y los risers, eliminará la necesidad del mejoramiento del equipo en superficie, y no tiene que ser bombeada a la superficie.



Fig. 1.8 Separador de FMC-CDS, que aplica la separación ciclónica.²²

²² Figueiredo M.W.: “Application of subsea O/W Separation: Main Drives and Challenges”, artículo de SPE 97375 presentado en la Conferencia de Ingeniería Petrolera de América Latina y el Caribe, 20 al 23 de Junio del 2005.



Fig. 1.9 Separador submarino, diseñado por FMC y CDS Engineering en colaboración con Statoil.²³

Parte de la motivación del uso de un sistema submarino para la separación de agua se debe al hecho de que es una buena solución para el gran problema del incremento que la producción de agua causa a las instalaciones de producción, ya que ésta limita la capacidad de procesamiento.

Sin embargo, separando el agua cerca de la cabeza del pozo puede ofrecer ventajas sustanciales, incluyendo el incremento en el manejo de la producción, disminuyendo problemas de aseguramiento de flujo en risers y pequeños requerimientos de costosas instalaciones superficiales para el procesamiento. Estos factores impulsan el reciente crecimiento en el desarrollo de proyectos de separación submarinos, a menudo se utilizan en conjunción con bombas multifásicas y otras tecnologías.²⁴

Como oposición a la separación de aceite y agua, la separación de gas/agua ha sido desarrollada sólo para operaciones en el suelo marino y unidades de fondo. La separación gas/líquido envolvería al bombeo del líquido a través de una línea mientras el gas fluiría sin algún impulso en una línea separada.

Algunos de los beneficios de la separación gas/líquido son:

- Reducción de la contrapresión hacia el yacimiento, permitiendo gastos de producción más grandes.
- La posibilidad de que el gas sea comprimido e inyectado, para aumentar o mantener la presión en el yacimiento.
- La posibilidad del uso de bombas centrífugas para levantar el líquido.
- Ayudar en las cuestiones de aseguramiento de flujo; gran porcentaje de hidrocarburos ligeros son desviados a través de líneas de gas ayudando a evitar los problemas de formación de hidratos.
- La despresurización del separador y de la línea de líquido puede eliminar o limitar la formación de hidratos durante los cierres.

²³ Fisher, Perry A., "Subsea production systems progressing quickly", artículo de WorldOil Magazine.

²⁴ Cohen, David Michael, Fischer, Perry A.: "Production systems hit the seafloor running", artículo de WorldOil Magazine, Julio 2007 .

- La separación de gas/líquido implica una reducción en el diámetro de los risers y líneas de flujo.
- El procesamiento de fluidos en el suelo marino utiliza estaciones pequeñas de procesamiento en plataformas huésped.

Existen algunos retos que superar para que esta tecnología sea adoptada a los nuevos campos en desarrollo, algunas soluciones pueden ser:

- El uso de mini-TLP's, mini-FPSO's o boyas que actúen como estaciones de energía para el campo, con el fin de eliminar las grandes pérdidas de energía debido a los largos umbilicales.
- Incremento de la fiabilidad del equipo de separación submarina y desarrollo de métodos innovadores que mitiguen la producción de arena y sólidos.²⁵

Un sistema de separación submarino consiste en diversos subcomponentes:

- Estructura base. La elección de una base apropiada dependerá de las condiciones de tierra. Usualmente una o más anclas de succión deben de considerarse en aguas profundas. El uso de anclas de succión es una tecnología comprobada, y ha sido usada en varias aplicaciones.
- Separador. El diseño del separador está sujeto a evaluaciones que determinarán la geometría más adecuada para aplicaciones submarinas. El diseño tradicional es el horizontal y ha sido instalado en el campo Troll en el Mar del Norte. La relación longitud/diámetro reducirá el ancho de la pared requerida para altas presiones. Un largo y delgado separador horizontal es también eficiente.
- Múltiples de válvulas y válvulas. Los múltiples y válvulas para aplicaciones de aguas profundas no representan ningún hueco tecnológico. Las válvulas representan un recurso que, en caso de falla, debe ser minimizado. El diseño del múltiple también representa una posibilidad de incrementar la flexibilidad del sistema permitiendo que el flujo sea configurado en respuesta al escenario actual.
- Bomba y motor eléctrico. Existen dos tipos de bombas: de motores eléctricos llenada con fluido dieléctrico y, turbinas de agua manejada por la inyección de agua. La turbina de agua tiene el beneficio de evitar transferencia eléctrica, pero tiene la desventaja de estar sujeta a incertidumbres del yacimiento.
El inconveniente de este diseño son las altas pérdidas hidráulicas, de aproximadamente de 20% de la energía.
- Conexiones eléctricas. Las conexiones eléctricas representan un punto débil en el diseño. La capacidad de energía instalada en los sistemas van desde 1 a 2 (MW). Se requerirá mas trabajo en esta área antes de que los sistemas estén disponibles.

²⁵ Devegowda D., Scott S.L.: "An a assessment of subsea production systems", artículo de SPE 84045 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Denver, Colorado, USA, del 5 al 8 de octubre del 2003.

- Umbilical. Para aguas profundas [>550 (m)] no hay casi referencias para líneas submarinas para el alto voltaje usado. Para tirantes de agua de 1000 (m) y más, requerirán una cantidad sustancial de trabajo de desarrollo antes de que los sistemas estén en operación.
- Sistema de control e instrumentación. Esta es la parte más sensible de la instalación. Es tradicionalmente el equipo en el cual se hace la mayoría de mantenimiento correctivo y de rutina tanto en instalaciones superficiales como de sistemas submarinos.

Para un sistema de producción de 1500 (m) de tirante de agua con un diámetro exterior de 10” y 15 (km) de largo; la caída de presión para las tres diferentes secciones del sistema, el pozo, la línea de flujo y el riser; se da principalmente en el riser. Esto se debe a que la RGA decrece, con el incremento del corte de agua, se reduce el contenido de gas en el flujo y consecuentemente la expansión de éste.

Con las pocas pérdidas de energía en la sección horizontal, se concluye que el impulso por presión o un sistema de separación puede ser atractivo para instalarse cerca de la base del riser. Este tipo de instalación es una opción que hace al proyecto más factible, de fácil mantenimiento, de fácil operación y finalmente de menor costo.

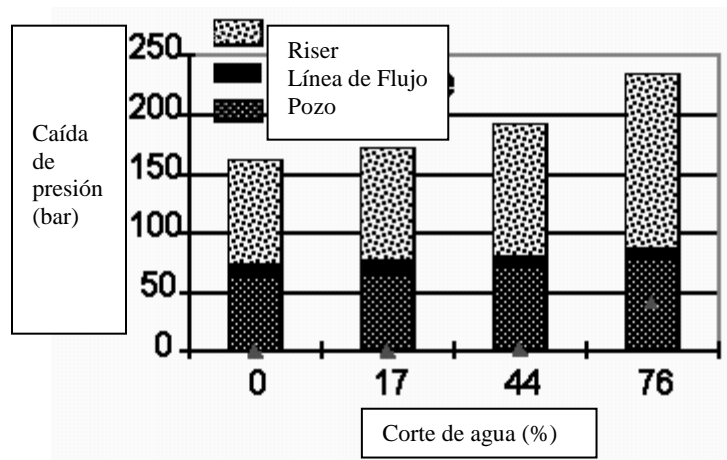


Fig. 1.10 Distribución de la caída de presión en el pozo, línea de flujo horizontal y en el riser, a 4 diferentes cortes de agua.²⁶

Para llegar a desarrollar un sistema de separación tanto de agua/aceite como gas/aceite, existen varias cuestiones que todavía están bajo investigación, por ejemplo:

- La evaluación del riesgo de la formación para la re-inyección de agua.
- La compatibilidad de diferentes tipos de yacimientos con el agua separada, para permitir la re-inyección.²⁷

²⁶ Johansen O., Leporcher E.: “Deepwater Separation: What Could Be the Use of it?”, artículo de SPE 71549 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Nueva Orleans, Louisiana, del 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.

²⁷ Figueiredo M.W. de.: “Application of subsea O/W Separation: Main Drives and Challenges”, artículo de SPE 97375 presentado en la Conferencia de Ingeniería Petrolera de América Latina y el Caribe, 20 al 23 de Junio del 2005.

1.3.1 VASPS (Separación Anular Vertical y Sistema de Bombeo)

La Separación Anular Vertical y Sistema de Bombeo (VASPS, por sus siglas en inglés) representa un concepto innovador para la separación de dos fases y para el bombeo. Es un sistema de separación de líquido y gas, asociado con una Bomba Eléctrica Sumergible (ESP). El conjunto es instalado dentro de un pozo hecho para este fin. La mezcla pasa a través de un canal helicoidal, entonces la mezcla de gas-líquido es separada. La fase líquida es bombeada por la ESP y el gas es enviado por una línea separada.

Este sistema puede producir desde yacimientos marginales a distancias de 50 a 100 km (30 a 60 millas) a una instalación de producción.²⁸

La separación submarina trifásica a bajas presiones reduce la contrapresión en el fondo del pozo, resultando en un incremento de la producción.

Los componentes mecánicos del sistema VASPS son:

- Cimiento,
- Base de flujo,
- Conectores de línea de flujo multi-fondo ,
- Sistema de separación (cubierta a presión + hélice),
- Ensamble en la cabeza y tapón en la cima.

El sistema de supervisión y el sistema de control están compuestos por una Unidad de Poder Hidráulica (HPU, por sus siglas en inglés), un Módulo de Control Submarino (SCM), un Sistema de Control Maestro (MCS), un estrangulador submarino y dos sensores de nivel.

El sistema eléctrico incluye la ESP conectada al tubo de descarga de líquido, sensor de fondo, cable de energía, conexiones mojadas y un variador de velocidad (VSD).²⁹

Aplicaciones propuestas para el sistema VASPS³⁰

El concepto propuesto del sistema combina la funcionalidad de la separación submarina remota y un sistema de bombeo, y con esto un sistema de medición multifásico. La configuración básica puede ser adaptada para varias aplicaciones específicas:

- Producción remota submarina,
- Locaciones sensibles ambientalmente ,
- Medidor de flujo multifásico,
- Pruebas de separador,
- Separador de tres fases.

²⁸ Baker A.C., Entress J.H.: "The VASPS Subsea Separation and Pumping System Applied to Marginal Field Developments", artículo de SPE 23049 presentado en la Conferencia Europea Costa-afuera en Aberdeen, 3 al 6 de septiembre de 1991.

²⁹ Peixoto G.A., SPE, Ribeiro G.A.S., Barros P.R.A. and Meira M.A., Petrobras, and Barbosa T.M.: "VASPS Prototype in Marimba Field – Workover and Re-Start", artículo de la SPE 95039.

³⁰ Baker A.C., Lucas-Clements D.C.: "Application of Subsea Separation and Pumping to Marginal and Deepwater Field Developments", artículo de SPE 20968 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Nueva Orleans, L.A., 23 al 26 de septiembre de 1990.

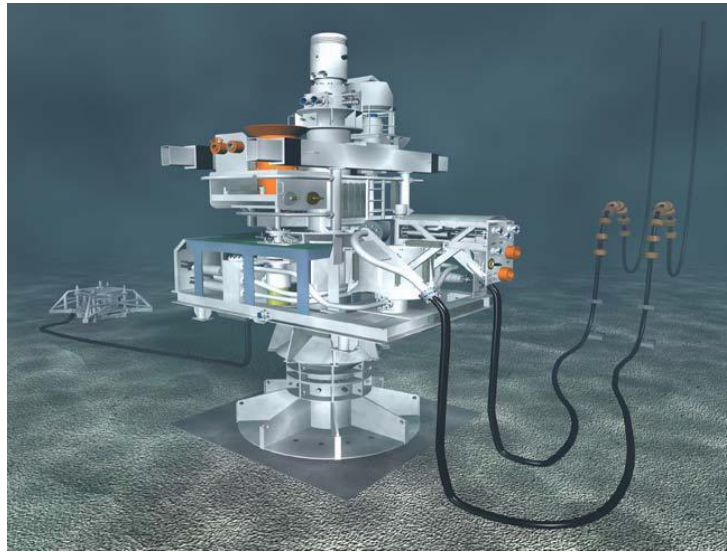


Fig. 1.11 Sistema submarino VASPS.³¹

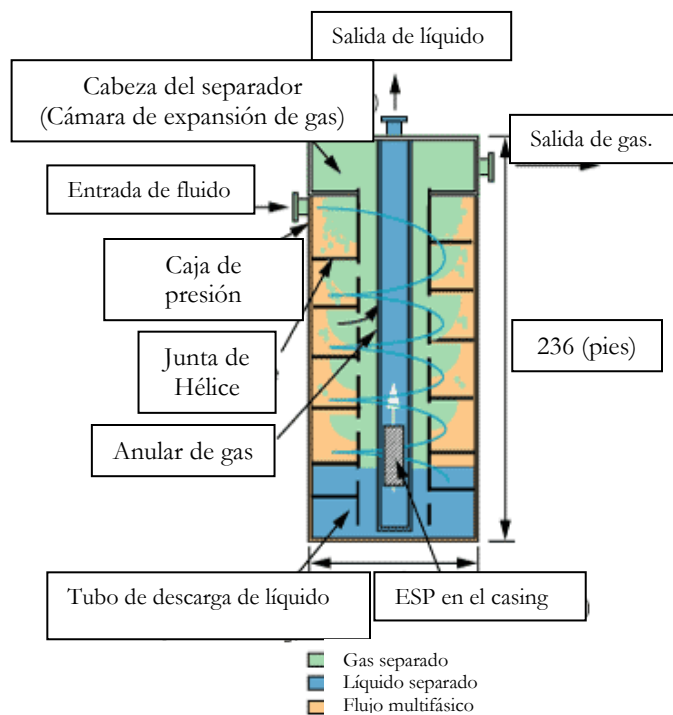


Fig. 1.12 Separación Anular Vertical y Sistema de bombeo (VASPS) de Petrobras, pasa los fluidos a través de un canal en forma de hélice para separar el gas del líquido. Una ESP entonces bombea el líquido a las instalaciones de producción.³²

³¹ Peixoto G.A., SPE,Ribeiro G.A.S., Barros P.R.A. and Meira M.A., Petrobras, and Barbosa T.M. et al, referencia 21.

³² Cohen, David Michael, Fischer, Perry A. Et al, referencia 24 .

1.4 COMPRESORES SUBMARINOS

Para campos de gas, tarde o temprano la presión del yacimiento se vuelve muy baja para mantener el flujo natural a un gasto de producción satisfactorio. Esta tecnología elimina la necesidad de instalaciones de producción superficiales. Se necesita especial atención para asegurar el rendimiento de un compresor y un motor, el sistema de distribución de energía y control, así como componentes claves tales como la separación, enfriamiento y bombeo.

Con el bombeo submarino y la separación submarina, la compresión de gas submarina es el siguiente paso lógico en el desarrollo de procesamiento submarino.

La compresión de gas submarina puede ahorrar del 30 al 40% de los costos de desarrollos superficiales. En principio no existen límites en las distancias a las cuales la compresión submarina es aplicable excepto por la distribución de energía y las comunicaciones al sistema de control. El escenario en que se puede aplicar es para altos volúmenes de gas seco. El gasto, en combinación con los requerimientos de bombeo y distancia desde las instalaciones son los mayores factores en cuanto a costos.

La compresión submarina de gas ofrece la posibilidad de hacer a los campos de gas económicamente atractivos elevando la presión en las líneas de flujo sin las inversiones y los costos operacionales. Sin la compresión de gas, se espera que la producción de algún campo decline rápidamente, y con este tipo de sistema se podría maximizar la vida del campo.



Fig. 1.13 Compresor vertical centrífugo manejado por un motor eléctrico.³³

³³ General & Electric Oil and Gas.

El módulo consiste de un compresor centrífugo manejado por un motor eléctrico. El módulo está equipado con enfriadores y depuradores para controlar el punto de rocío del gas, y evitar la condensación de agua e hidrocarburos en el motor, sistema de engranes y lubricante. Como un sistema de separación gas-líquido, incluye un depurador, que protege al compresor del líquido, manteniendo el tamaño y concentración de las gotas dentro de límites aceptables. El rango de poder de los módulos de compresión va desde 1(MW) hasta 12.5 (MW).

La segunda aplicación de esta tecnología, es cuando el gas es producido a través de un vínculo a una instalación de procesamiento o línea de flujo con diferente nivel de presión. La compresión de gas podría usarse sin la necesidad de modificaciones o reducciones de presión de la infraestructura existente.

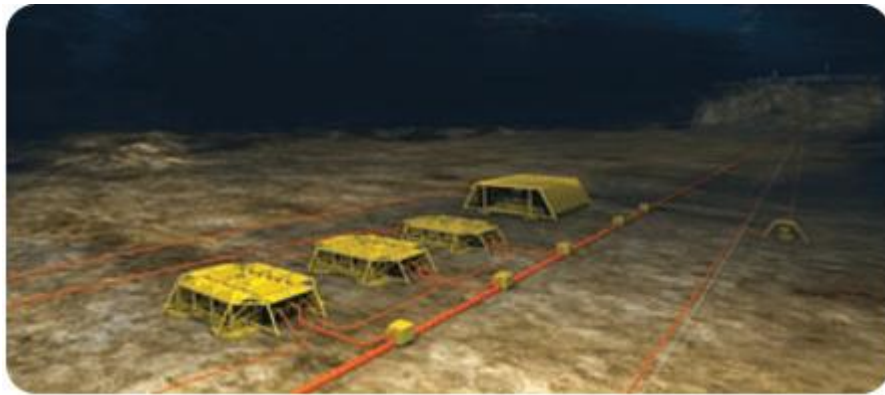


Fig. 1.14 Templetes de compresión en el campo Ormen Lange ubicado en las aguas profundas del Mar del Norte.³⁴

El campo de gas Ormen Lange actualmente tiene una caída de presión; las opciones que han tomado son la compresión submarina de gas y la compresión de gas en una plataforma.

³⁴ <http://www.fmctechnologies.com/Subsea/Projects/Norway/NorskHydroOrmenLange.aspx>.

1.5 RISERS Y LÍNEAS DE FLUJO.

Un riser es la unión que se localiza entre el suelo marino y una plataforma de procesamiento primario en la superficie del agua. La función básica de los risers es permitir a los fluidos del pozo, uno o más de sus componentes, ser transferido entre estas dos posiciones. Desde un punto de vista de la ingeniería, las fuerzas externas que necesitan ser consideradas en el diseño de un riser incluyen tanto la presión de agua estática (profundidad) y presión de agua dinámica (corrientes y olas). Estos movimientos son sin embargo, críticos en la determinación del estrés experimentado por el riser en toda su longitud. La disponibilidad de que un sistema de riser pueda soportar los movimientos de las plataformas es dependiente de la configuración del riser y del material con que el riser es construido.

Risers Flexibles

Los risers flexibles son construidos de varias tuberías en forma de capas, se deforman fácilmente en una junta de flexión mientras está siendo estirado en respuesta a la tensión, torsión y la presión interna. La estructura de tuberías flexibles requiere de técnicas de manufactura complejas, lo que lleva a un alto costo por kilómetro. Las configuraciones típicas de los risers flexibles incluyen una simple catenaria. Las líneas flexibles han sido usadas en el desarrollo de campos profundos, sin embargo, el uso de líneas flexibles en aguas ultra profundas esta restringida por las capacidades de la línea para resistir las altas presiones externas. Los diámetros empleados a grandes profundidades son pequeños, por que un diámetro grande de las líneas es menos capaz de resistir la presión hidrostática externa. El uso de risers flexibles elimina la necesidad de dispositivos tensionantes.

Risers Rígidos

Los risers rígidos son líneas verticales que tradicionalmente se construyen de acero. Este tipo de risers han sido usados para TLPs y plataformas Spar. El titanio es frecuentemente, el material que se elige para las juntas. Cuando un riser rígido no es soportado lateralmente en puntos intermedios a lo largo, dispositivos tensionantes permiten a los risers resistir las cargas de las olas y las corrientes. La capacidad de los risers rígidos para acomodarse al movimiento horizontal de la plataforma se incrementa con la profundidad de agua.

Risers Híbridos

Configuraciones. Los risers híbridos son una combinación de dos conceptos de risers. Básicamente la parte inferior del riser consiste ya sea de una tubería rígida o de una cubierta cilíndrica vertical de gran diámetro en conjunto con pequeñas tuberías de producción. Estas secciones rígidas se extienden de una flexión en las juntas en el lecho marino y la distancia restante desde la cima de esta sección rígida a la plataforma es abarcada por una línea flexible.

La sección rígida del riser es construida con un sistema de auto flotabilidad, reduciendo el peso que es llevado por la plataforma y facilitando la rápida conexión y desconexión. Debido a su habilidad de auto-corrección de posición, la plataforma no es requerida para ofrecer soporte lateral a la sección rígida y los movimientos horizontales de la cima de la sección rígida son esencialmente pequeños.

Los brincadores (jumpers) flexibles que completan la liga a la plataforma dan al riser auto posicionamiento, hacen que se adecue a los movimientos del buque. En teoría, el sistema de riser híbrido es una configuración de riser flexible conectado en la cima del riser rígido, en lugar de un riser base en el lecho marino. Un parámetro crítico que considera los movimientos máximos que una configuración híbrida puede soportar es, la distancia debajo del nivel del mar de la transición de la línea flexible a la sección rígida vertical. Un riser híbrido puede ser configurado para resistir los mismos movimientos del buque como un riser flexible aislado en profundidades críticas. La longitud de la tubería flexible se puede incrementar para ayudar al sistema a aguantar los movimientos del buque.

El riser híbrido es bastante compacto y en general puede requerir menores longitudes de tubería en la transferencia de la producción del pozo a la superficie marina que el riser flexible. Esta configuración de riser híbrido tiene algunas debilidades potenciales asociadas con la parte flexible. Una de las desventajas del riser híbrido es que el tamaño de la tubería de producción en la sección rígida del riser está restringida por el máximo diámetro disponible del riser flexible.

Profundidad del Agua. Los risers híbridos son considerados una opción atractiva para profundidades mayores a 100 metros, y su uso se está extendiendo a aguas profundas, donde una gran longitud de líneas flexibles se requiere.

Los risers híbridos se acoplan totalmente a los movimientos del buque, eliminando la necesidad de dispositivos compensadores de elevación. Se pueden ahorrar costos, y éstos pueden ser comparados con los risers flexibles en aguas profundas, debido al uso de secciones rígidas y verticales de tubería para la parte inferior. Además, los risers híbridos han probado ser re-usables al final de su vida productiva de instalación.³⁵

Los risers de producción pueden ser sujetados a través de conectores tieback externos o internos. La primera junta del riser arriba del conector tieback es un segmento especial llamado *junta de estrés* que esta diseñada para resistir los movimientos bruscos, pero lo suficientemente flexible para acomodar los desplazamientos angulares máximos permisibles del riser.

³⁵ Carter B.A., SPE, Hamersley Iron, and Ronalds B.F., SPE.: "Deepwater Riser Technology", artículo de SPE 50140, fué presentado en la Conferencia de Asia-Pacífico de Aceite y Gas en Perth, Australia, del 12 al 14 de octubre de 1998.

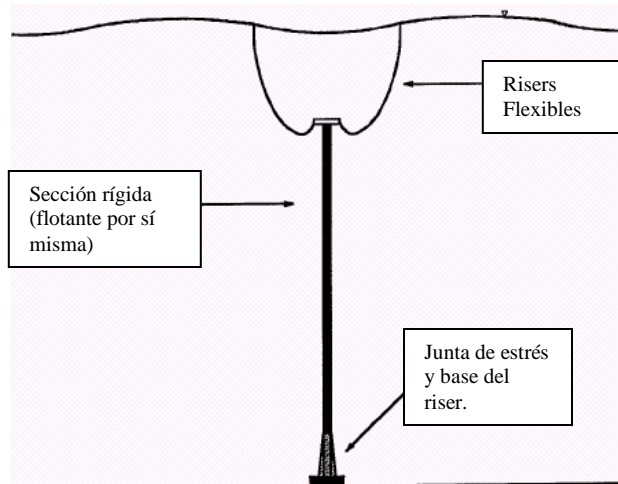


Fig. 1.15 Riser Híbrido³⁶

1.5.1 Múltiples de Válvulas.

El múltiple de válvulas submarino es un ensamble de tuberías, cabezeras y válvulas que son usadas para recibir y distribuir los fluidos del pozo.³⁷

El propósito del Módulo de Múltiples son:

- Proveer una interfaz entre la tubería de producción, línea de flujo y el pozo.
- Colectar los fluidos producidos de pozos submarinos individuales.
- Distribuir los fluidos producidos, inyectar gas, químicos y fluidos de control.
- Distribuir el sistema eléctrico e hidráulico.
- Soportar y proteger todas las tuberías de trabajo y válvulas.
- Proveer una plataforma de soporte para el ROV durante las operaciones del mismo.



Fig. 1.16 Módulo de Múltiples de Válvulas.³⁸

³⁶ Carter B.A., SPE, Hamersley Iron, and Ronalds B.F., SPE. Et al, referencia 35.

³⁷ IMP, Introducción a Sistemas Submarinos, Marzo 2008.

³⁸ Subsea Production Systems, FMC Technologies.

1.5.2 Árboles submarinos.

Un árbol submarino es un arreglo de válvulas y bloques de válvulas conectados a la cabeza del pozo para controlar y contener éste. Un árbol submarino controla ya sea la inyección de agua o el flujo de hidrocarburos.

1.5.3 FLETs (Línea de Flujo Final de Terminación).

El propósito de un FLET submarino es la de proveer un punto de amarre entre el múltiple de válvulas y la línea de flujo. Algunas veces los FLETs son usados para hacer la conexión entre dos diferentes centros de perforación.

1.5.4 Brincadores (Jumpers).

Un brincador transporta el flujo desde el árbol submarino al múltiple de válvulas submarino. Son usados para conectar el múltiple al pozo, trineos a los pozos y/o los múltiples a los trineos. Están diseñados para profundidades de agua que exceden los 1000 (pies) y trabajan a presiones de 15000 (lb/pg²), todos los brincadores son instalados usando técnicas guías. Tienen longitudes de más de 150 (pies), usan aislamiento térmico, tienen medidores de flujo multifásico y dispositivos de detección acústica.



Fig. 1.17 Jumper de diez pies de longitud.³⁹

1.5.5 Líneas de Flujo Brincadoras (Flowline Jumper).

Una línea de flujo brincadora es usada para transportar el flujo desde el múltiple de válvulas al FPSO para su procesamiento.

³⁹<http://www.fmctechnologies.com/Subsea/Products/SubseaSystems/Manifolds/JumpersAndSpoolPieces.aspx>
Subsea Production Systems, FMC Technologies.

1.5.6 SUTA.

Un SUTA (Ensamble de Terminación Umbilical Submarina) provee la interfaz para la distribución submarina de energía hidráulica y eléctrica y las comunicaciones.

Un umbilical conecta el TUTA (Unidad de Terminación Umbilical Topside), localizado en el topside, al SUTA, localizado en el lecho marino.

1.5.7 SDU.

EL SDU (Unidad de Distribución Submarina) distribuye los fluidos hidráulicos, químicos, energía eléctrica y comunicaciones entre el SUTA y los componentes del sistema submarino.⁴⁰

⁴⁰ IMP, Introducción a Sistemas Submarinos, Marzo 2008.

Capítulo 2

Aseguramiento de flujo submarino

Capítulo 2.

Aseguramiento de Flujo Submarino

Es la capacidad de producir económicamente fluidos hidrocarburos del yacimiento para exportar durante la vida del campo en cualquier ambiente. Para optimizar el retorno de la inversión, los operadores deben identificar y manejar cualquier cambio que pudiera afectar a los fluidos del yacimiento durante su desplazamiento por el sistema de producción hasta la instalación de procesamiento. Algunos de estos cambios no son intuitivos y sólo se reconocen a través del análisis de las muestras de los fluidos de yacimiento y del modelado del comportamiento de los fluidos entre el yacimiento y la instalación de procesamiento. Los especialistas en aseguramiento de flujo proveen un procedimiento multidisciplinario de muestreo, análisis y modelado de fluidos. La información derivada del análisis y el modelado del comportamiento de los fluidos sirve como base para el desarrollo de una estrategia de producción global.

La acumulación de parafinas, hidratos, asfaltenos, incrustaciones, y otros temas relacionados con el aseguramiento del flujo, deben encararse en las primeras etapas de la fase de diseño del sistema de producción. Las propiedades de los fluidos del yacimiento pueden determinarse en forma óptima mediante pruebas efectuadas en muestras representativas. Estas muestras deben obtenerse en las primeras etapas de la vida productiva del campo petrolero, durante la fase de perforación, antes de que la producción agote el yacimiento por debajo de la presión de saturación.

En realidad, el proceso de trabajo del aseguramiento de flujo comienza con el muestreo del fluido de formación durante la fase de perforación del programa de exploración y evaluación.

El análisis de las muestras de fluidos de yacimiento es fundamental para la definición de los comportamientos de fases y las propiedades físicas del petróleo, el gas y el agua producidos en un yacimiento. Más importante aún, este análisis permite identificar y caracterizar el comportamiento de fases de las ceras, los asfaltenos y los hidratos que precipitan de los fluidos del yacimiento con los cambios de temperatura y presión. Otros componentes importantes de la corriente de producción serán revelados a través del análisis de muestras. Por ejemplo, algunos fluidos del yacimiento contienen trazas de corrosivos tales como el dióxido de carbono, el ácido sulfhídrico o el mercurio; otros pueden contener elementos tales como el níquel o el vanadio que inhiben los catalizadores de refinación.

Las propiedades de los fluidos producidos inciden en el diseño de una instalación de producción; sus componentes, metalurgia, planes operacionales, planes de contingencias y programas de remediación. Sin embargo, los datos recolectados en muestras de calidad pobre proveen resultados igualmente pobres, lo que conduce al sobredimensionamiento o al subdimensionamiento de la instalación de producción o a supuestos erróneos sobre los procedimientos de operación.

Los modelos de aseguramiento del flujo ponen de manifiesto la necesidad de contar con muestras representativas. Las muestras de fluidos ideales se obtienen en condiciones de yacimiento, por encima del punto de burbujeo, sin precipitación de asfaltenos y con niveles de contaminación de bajos a nulos. En el laboratorio, este tipo de muestra sería virtualmente idéntica al fluido del yacimiento. Lamentablemente, algunos de los mismos sólidos que se separan de la solución durante la producción también se separan de la solución durante el proceso de muestreo. Cuando las muestras se llevan a la superficie, los cambios de temperatura y presión pueden producir cambios de fase que alteran la muestra de fluido. Las muestras también pueden alterarse por la contaminación, frecuentemente causada por el filtrado del fluido de perforación.⁴¹

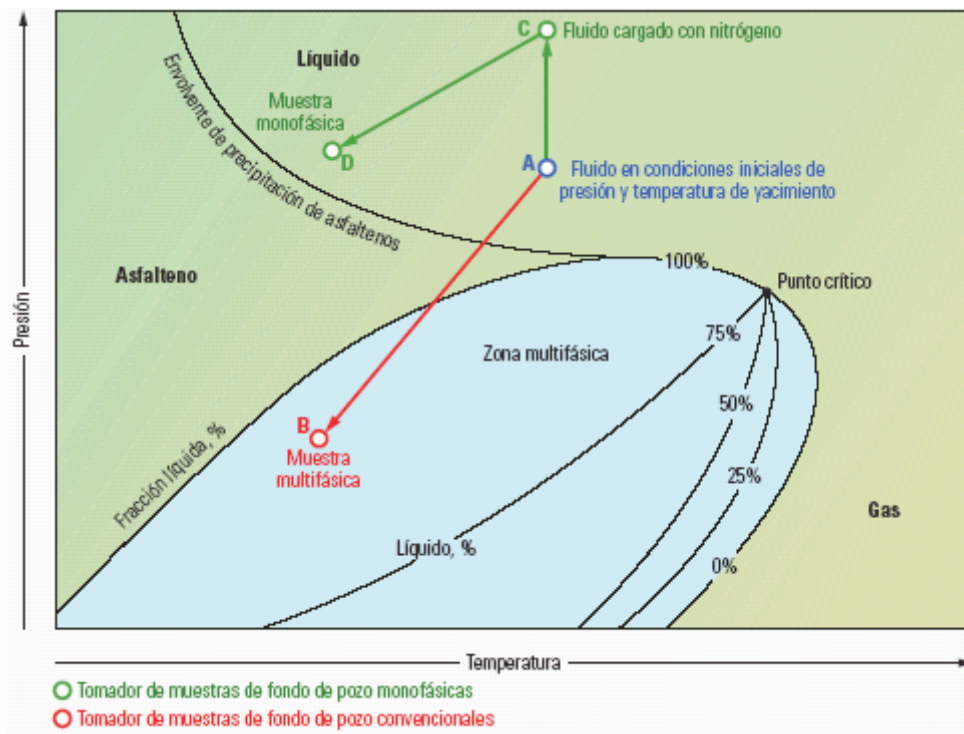


Fig. 2.1 Este diagrama de fases ilustra los cambios de presión y temperatura que experimentarán las muestras de fluidos al ser extraídas de un yacimiento y llevadas a la superficie. El Punto A representa una muestra monofásica tomada en condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Al llegar a la superficie en un recipiente para muestras convencional, la reducción de temperatura y la caída de presión hacen que los asfaltenos se separen de la solución y los componentes más livianos se expandan en una fase gaseosa, en el Punto B. Una muestra idéntica extraída con un tomador de muestras de fondo de pozo monofásico será presurizada hasta alcanzar el Punto C antes de ser llevada a la superficie. Bajo presión, esta muestra no cruza la envolvente de precipitación de asfaltenos antes de alcanzar la temperatura ambiente en el Punto D.⁴²

⁴¹ Amin Amin, Mark Riding, Randy Shepler, Eric Smedstad y John Ratulowski: “Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso” Oilfield Review (Verano 2005): 9,10.

⁴² Amin Amin, Mark Riding, Randy Shepler, Eric Smedstad y John Ratulowski, et al. Referencia 42.

El flujo sin restricciones en las corrientes de aceite y gas es crucial en la industria del petróleo. El uso de sistemas multifásicos para producir y transportar los fluidos son muy comunes. Estos fluidos, que son una combinación de gas, aceite/condensados y agua junto con sólidos tales como arena e incrustaciones tienen problemas potenciales como:

- Formación de hidratos.
- Depósito de ceras/asfaltenos.
- Depósito de incrustaciones.
- Corrosión de las instalaciones debido al movimiento de las partículas como las arenas.

Los requerimientos para un aseguramiento de flujo efectivo es identificar el potencial e identificar la magnitud de cualquiera de estos problemas en cualquier punto del sistema. Las dificultades que se plantean debido al cambio de presión, temperatura y perfiles de producción sobre la vida del campo. Aparte de esto, es necesario controlar y predecir problemas potenciales durante los períodos de transición, que significa que el sistema debe de ser capaz de cerrarse y abrirse de una manera controlada.⁴³

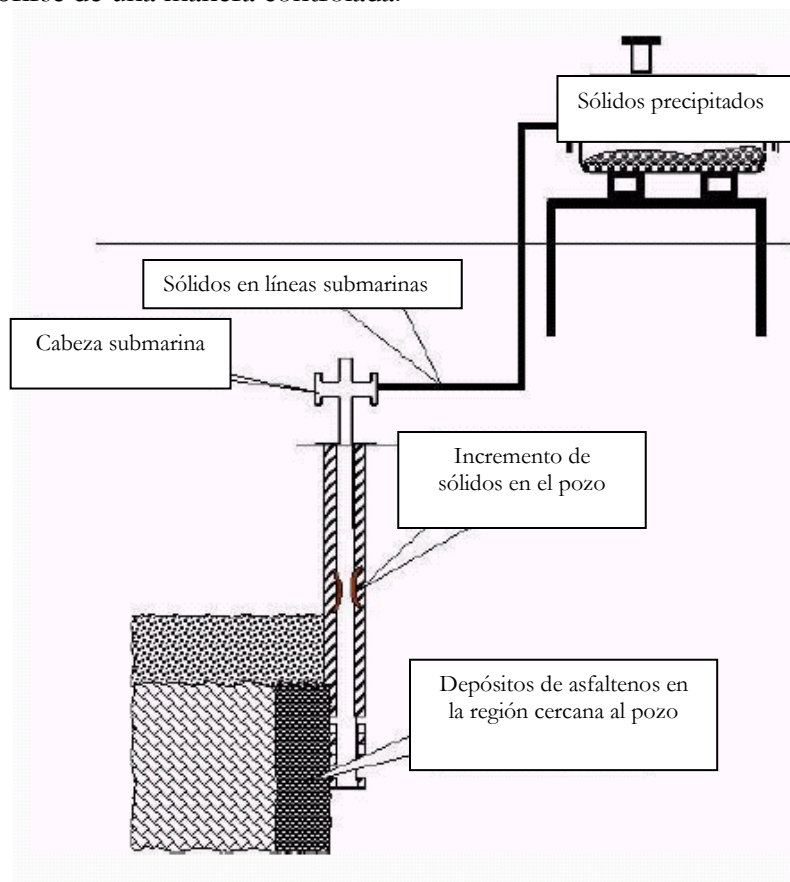


Fig. 2.2 Áreas de potenciales problemas de sólidos.⁴⁴

⁴³ Devegowda D., Scott S.L.: "An Assessment of Subsea Production Systems", artículo de SPE 84045, presentado en la Conferencia Anual Técnica en Denver, Colorado, 5 al 8 de Octubre del 2003.

⁴⁴ Jamaluddin A.K.M., J. Nighswander, N. Joshi.: "A Systematic Approach in Deepwater Flow Assurance Fluid Characterization", artículo de SPE 71546, presentado en la Conferencia Anual Técnica en Nueva Orleans, Louisiana, 30 de Septiembre al 3 de Octubre 2001.

2.1 PROBLEMAS EN EL FLUJO DE FLUIDOS EN LOS POZOS SUBMARINOS

En la industria petrolera se enfrentan problemas de flujo en las tuberías de producción, risers, líneas, válvulas, etc., en aguas profundas derivados del semi-bloqueo o bloqueo completo de éstas, como son:

- Producción reducida a consecuencia de los bloqueos,
- requerimientos excesivos de energía para el bombeo,
- baja eficiencia de las bombas electro-sumergibles (ESP),
- incremento de la presión en las líneas de flujo y,
- problemas en las instalaciones superficiales asociados con la separación de agua debido a las emulsiones y a la desgasificación del aceite⁴⁵.

Mucha de la tecnología necesita diseñarse y adecuarse a instalaciones existentes.

El paisaje típico del aseguramiento de flujo incluye áreas como son el manejo de hidratos, ceras, asfaltenos, incrustaciones, análisis térmico hidráulico, transporte multifásico y formas de funcionamiento para operaciones de régimen estacionario y transitorio tales como cierres y recomienzos. Los aceites pesados presentan algunos retos de aseguramiento de flujo únicos que no son encontrados en desarrollos de aceites ligeros.

Los tres retos más grandes en el aseguramiento de flujo de aceite pesado son:

- El manejo de la viscosidad,
- las emulsiones de aceite/agua y,
- el control e inhibición de sólidos (asfaltenos, naftenos, hidratos e incrustaciones).

El manejo de la viscosidad es quizás el más grande reto del aseguramiento de flujo asociado con los aceites pesados. Mientras las emulsiones se pueden formar con aceites ligeros también, tienen una tendencia pronunciada que a menudo crea muchas emulsiones que pueden complicar el rompimiento de éstas en las instalaciones de procesamiento.

Los problemas asociados con asfaltenos varían, desde siendo algo que no se toma en cuenta, hasta siendo más que una preocupación cuando los aceites pesados se mezclan con aceites ligeros o durante ciertas operaciones de bombeo neumático. En aguas profundas, la combinación de alta presión y baja temperatura, en campos productores a altos cortes de agua debido a las técnicas de modificación de viscosidad tales como inyección de corrientes o en flujo anular de agua o de algún otro fluido, plantean una amenaza realista de formación de hidratos que requiere análisis más complejos y evaluación de riesgo.

⁴⁵ Mehta Ajay P., Zabarar George J., Schoppa Wade, Peters David J.: "Unlocking Deepwater Heavy Oil Reverses – A Flow Assurance Perspective", artículo de la OTC 16682, presentado en la OTC en Houston, Texas, 3 al 6 Mayo 2004.

El uso de sistemas multifásicos para producir y transportar los fluidos a través largas distancias se está volviendo muy común; los fluidos, una combinación de gas, aceite/condensado y agua junto con sólidos como arena, tiene el potencial de causar varios problemas incluyendo: Hidratos, ceras/parafinas, incrustaciones, asfaltenos, arena, corrosión/erosión, emulsiones y combinación de éstos.

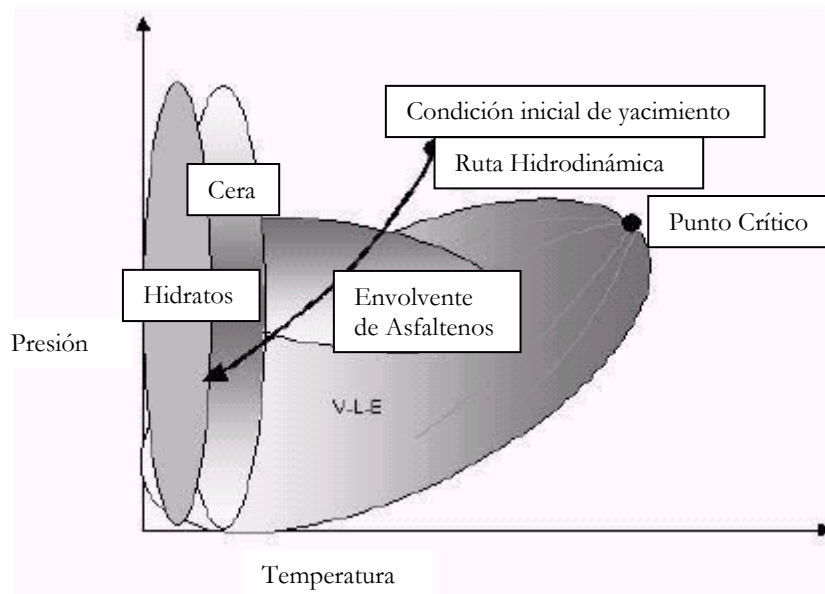


Fig. 2.3 Representación esquemática de las condiciones termodinámicas de los elementos en el aseguramiento de flujo.⁴⁶

2.1.1 HIDRATOS

Hidratos, son formaciones cristalinas de agua que contienen hidrocarburos ligeros, CO_2 y H_2S que pueden afectar seriamente las operaciones de producción, causando bloqueos en las líneas de flujo. También se pueden definir como gases que son absorbidos en varias cantidades dependiendo de su composición, temperatura y presión; por grandes volúmenes de agua. Los hidratos continúan siendo un problema en el aseguramiento de flujo en las operaciones costa afuera de aceite y gas, peor que las ceras y que los asfaltenos.

Los hidratos son termodinámicamente estables en regímenes presentes en los océanos profundos a bajas temperaturas y altas presiones. La presión y temperatura controlan la posición de la fase del hidrato de gas que puede cambiar, causando disociación del hidrato. En apariencia los hidratos son de transparentes a translúcidos, de blancos a grises con cristales amarillos, con cristales formados pobremente. Pueden cementar los sedimentos en los que se forman, dándoles considerable fuerza mecánica, y también se pueden formar en espacios porosos y nódulos.

⁴⁶ Jamaluddin A.K.M., J. Nighswander, N. Joshi. Et al, referencia 45.

Un metro cúbico de hidrato de metano contiene cerca de 164 (m³) de metano de gas y cerca de 0.87 (m³) de agua.

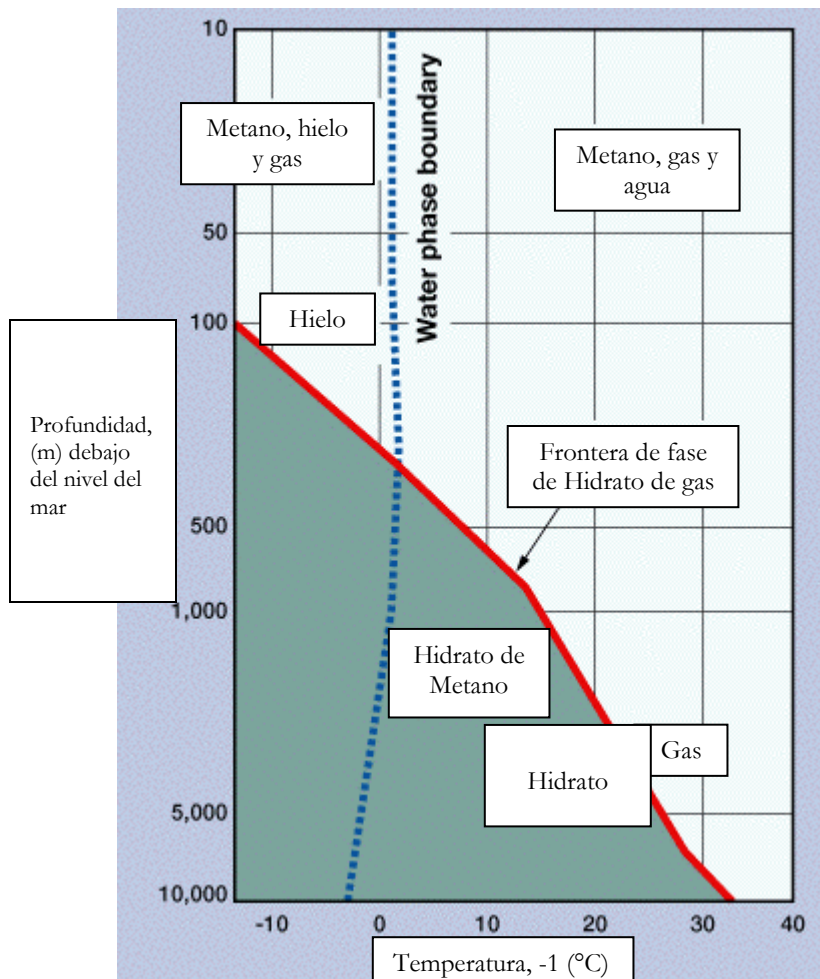


Fig. 2.4 Diagrama de fase de Hidrato de gas, mostrando los campos de estabilidad del sistema agua, hielo, metano e hidrato. La presencia de etano, H₂S, CO₂ y propano con metano en el hidrato moverá la frontera de fase del hidrato de metano a la derecha. El incremento de gas, despresurización o introducción de un inhibidor de metano (como solución salina), moverá la frontera de fase a la izquierda y abajo.⁴⁷

Los problemas en las operaciones de producción han sido principalmente asociados con sistemas de gas húmedo donde las condiciones para hidratos son a menudo favorables. Los hidratos no se consideran un problema para sistemas de aceite negro debido a las relativas condiciones de flujo cálido antes del procesamiento, y la transportación de aceite sin gas ni agua. Sin embargo, con la tendencia hacia los sistemas multifásicos submarinos con largas distancias de tiebacks, los hidratos se convierten en cada vez más una preocupación para la producción de aceite ligero y condensado.

⁴⁷ Lowrie Allen, Max Michael D.: "The extraordinary promise and challenge of gas hydrates", artículo de WorldOil Magazine Vol. 220, No. 9, Septiembre de 1999.

Aquí los fluidos contienen gas, junto con el agua fría producida a temperatura de mar en los largos tiebacks; las líneas operarán cerca o dentro de la envoltura de hidrato.

Para poder planificar el diseño y operación de la tubería se necesita predecir la frontera de fase del hidrato, usando modelos termodinámicos. El desarrollo y validación de estos modelos requiere estudios experimentales de los hidratos de gas.⁴⁸

Debemos, sin embargo, de ser capaces de predecir la envoltura de formación de hidratos y cualquier consecuencia operacional para nuestro sistema.

El comportamiento de fase termodinámica llamada *curva de disociación* puede ser razonablemente medida y predecida. Los hidratos no se podrán formar hasta que estén lo suficientemente sub-enfriados. Esto puede ser en algunos casos mayor a 5 (°C) dentro de la curva de disociación.⁴⁹



Fig. 2.5 Hidratos de gas.⁵⁰

⁴⁸ Mohammadi A.H., Heriot- Watt U., Burgass R.W.: "Gas Hydrates in Oil Systems", artículo de SPE 99437 publicado en la conferencia anual celebrada en Vienna, Austria, 12 al 15 de Junio de 2006.

⁴⁹ Forsdyke I.N.: "Fluor Assurance in Multiphase Environments", artículo de SPE 37237.

⁵⁰ Foto de SGI-OGUA Hydrate Team.

2.1.2 CERAS/PARAFINAS

Las ceras no son un simple componente pero contienen bastante de una multitud de componentes parafínicos de alto peso molecular. Éstos están minuciosamente solubles en la fase líquida de aceites negros y condensados. En los fluidos fríos, cada componente de la cera se vuelve menos soluble hasta que los componentes de peso molecular alto se solidifican. Este inicio de cristalización es conocido como *punto de nube o temperatura de apariencia de la cera* (WAT, por sus siglas en inglés). Como el fluido continúa enfriándose, especies de peso molecular menor también se solidifican, sumándose a la fracción sólida. Las ceras son dominantes en aceites negros por la temperatura pero también dependen de la composición del fluido.

Las resinas y asfaltenos son materiales pegajosos, oscuros, sustancias amorfas semi-sólidas. La cantidad presente en los depósitos de aceite crudo va desde 10 hasta 56%.

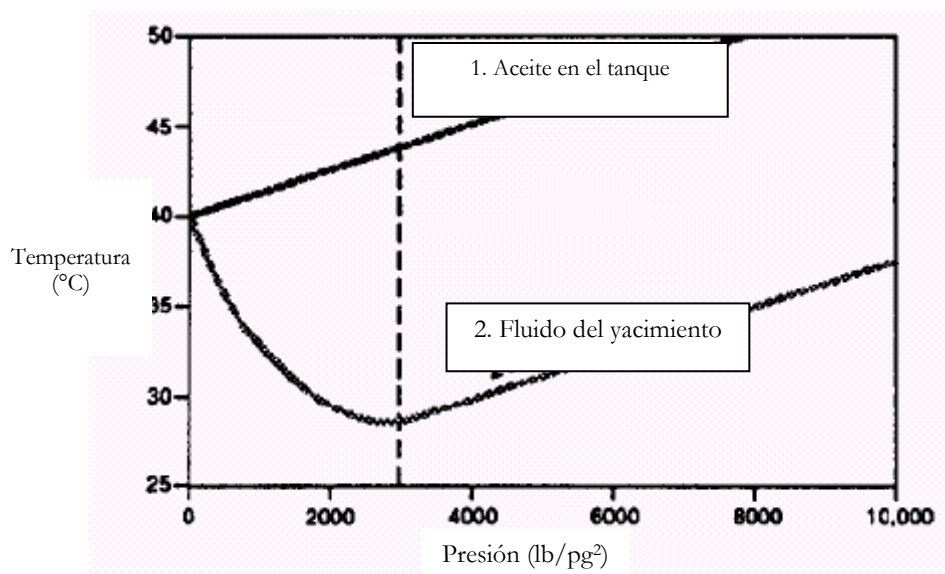


Fig. 2.6 Frontera de fase de las ceras.⁵¹

Las ceras sólidas, cuando se presentan en suficientes cantidades, pueden afectar significadamente la viscosidad del aceite. Esencialmente actúan como una dispersión causando comportamiento no-Newtoniano, comportamiento de cizalla delgada. Si suficiente cera se presenta en la fase sólida, en condiciones de flujo estático o muy lento, ésta puede interactuar para formar una matriz que atrapa la fase líquida y melifica el fluido. La temperatura a la cual ocurre esto es conocida como *punto de fluidez*. Las ceras pueden también condensarse o depositarse en superficies frías que están debajo de la temperatura de apariencia de ceras (WAT). Esto es el incremento de cera en las paredes de las tuberías y otras superficies que causan preocupación en los ingenieros de diseño y producción. El depósito de la cera es usualmente un proceso lento y los bloqueos totales en las líneas son raros. Sin embargo, pequeñas reducciones en el diámetro y, más significante, un incremento en la rugosidad de las paredes de la tubería puede tener un efecto dramático en el rendimiento de líneas de flujo/pozo.

⁵¹ Forsdyke I.N. et al, referencia 50.

Como los hidratos, la frontera de fase puede ser medida y predecida usando modelos termodinámicos. La WAT es usualmente determinada por una de la variedad de técnicas de laboratorio, en el tanque de almacenamiento. La calidad de la muestra, manipulación y representatividad son parámetros clave. Si cualquiera de éstos es cuestionable, la validación de las medidas relacionadas con la cera estará en duda.

Existen técnicas de medidas y modelos termodinámicos que pueden predecir razonablemente la fracción sólida de la cera a ciertas condiciones. Muchos de los criterios adoptados se basan en la distribución normal de alcanos del aceite del C_{17} al C_{60+} . Sin embargo, las más recientes investigaciones están tomando en cuenta los otros componentes de la cera tales como isómeros y naftenos. El comportamiento de fase termodinámico de las ceras es muy usado en la evaluación del potencial para problemas pero es sólo una parte del modelo de depósito. La mayoría de las ceras se cristalizan en un volumen de fluido y son transportadas a través del sistema sin siquiera depositarse o adherirse a las paredes. Es generalmente aceptado que la difusión molecular se considera para determinar el ritmo de depósito en las paredes de la tubería. La siguiente figura ilustra un perfil típico de la cera en las líneas de flujo.

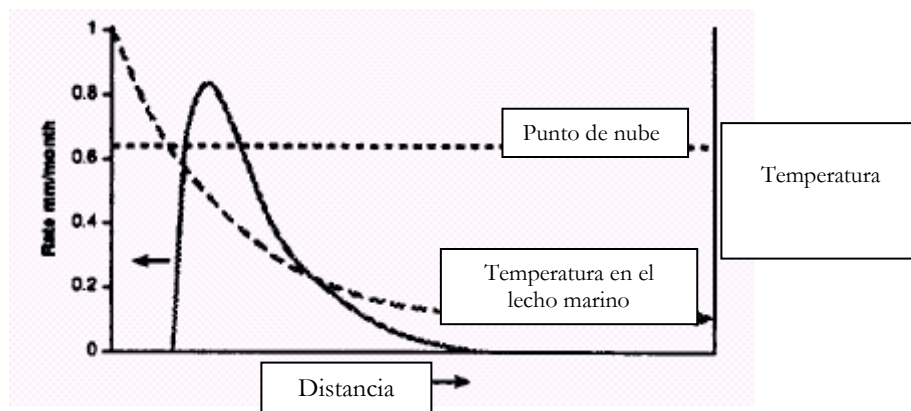


Fig. 2.7 Gastos de depósito típico de la cera calculada por difusión molecular⁵²

Esto es debido al ritmo de difusión de la cera a la pared siendo directamente proporcional al ritmo de pérdida de calor; dependiendo del aislamiento, es usualmente grande cuando el aceite está caliente o cero cuando el aceite está a temperatura ambiente, aunque allí puede haber una fracción sólida significativa de cera en el aceite. La termodinámica suministra la concentración de cera disponible o que se puede dissociar; un simulador de tuberías provee los gradientes térmicos, pero la evidencia experimental y operacional indica que el incremento de cera es fuertemente influenciado por el régimen de flujo.

Desafortunadamente, no existen en la industria estándares o guías de cómo medir las características de la cera de un aceite. Las ceras pueden tener un efecto dramático en la viscosidad del aceite; la viscosidad puede variar a una temperatura dada cuando suficiente cera sólida está presente en un volumen de fluido.

La composición de los depósitos de parafinas va desde parafinas blancas hasta parafinas que son casi asfálticas.

⁵² Forsdyke I.N. et al, referencia 50.

Las parafinas cerosas constituyen cerca del 40 al 60 por ciento de un depósito promedio de parafina. Pueden ser descritas como componentes de cadena larga que contienen cerca de 26 a 50 átomos de carbono. Las parafinas cerosas son cristales grandes bien formados que se aglomeran para formar masas.

Las ceras microcristalinas son menos del 10% del depósito crudo de parafina. Son componentes de hidrocarburos de largas cadenas con cadenas ramificadas y moléculas de anillos cíclicos. La examinación microscópica de ceras microcristalinas muestra que la estructura cristalina es pequeña e irregular.

2.1.3 INCRUSTACIONES

Las incrustaciones son cualquier depósito cristalino que resulta de la precipitación de compuestos minerales presentes en el agua. Las incrustaciones en los campos típicamente consisten en uno o más tipos de depósitos orgánicos con otro tipo de desechos (precipitaciones orgánicas, arena, corrosión, etc.).



Fig. 2.8 Incrustación severa.⁵³

⁵³ Dr.Mackay, Erick J.,” Oilfield Scale: A New Integrated Approach to Tackle an Old Foe”, Flow Assurance and Scale Team (FAST), artículo de SPE 120503.

Las incrustaciones son depósitos inorgánicos cristalinos que se forman por la precipitación de salmueras en el yacimiento y el sistema integral de producción. La precipitación ocurre debido a los cambios, en la composición iónica, pH, presión y temperatura de la salmuera. Existe un amplio rango de sólidos que pueden interferir con la recuperación efectiva de hidrocarburos incluyendo: Calcita (CaSO_4), siderita (FeCO_3), barita (BaSO_4), celestita (SrSO_4), anhidrita (CaSO_4), yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), pirita (FeS), galena (PbS) y escalerita (ZnS).

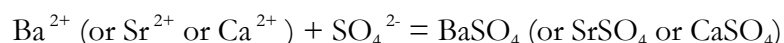
La formación de incrustaciones reduce la permeabilidad, bloquea el yacimiento y restringe el flujo en las tuberías de producción.

Existen tres principales mecanismos de formación de incrustaciones en sistemas petroleros costa afuera y costa adentro:

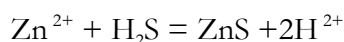
- 1) Un decremento en la presión y/o incremento en la temperatura de la salmuera, conducen a una reducción en la solubilidad de la sal (aquí a menudo se precipitan incrustaciones de carbonatos, como el carbonato de calcio)



- 2) Cuando se mezclan dos fluidos incompatibles (usualmente agua de formación rica en cationes tales como el bario, calcio y/o estroncio, mezclado con agua de mar rica en sulfatos que precipitan incrustaciones de sulfato, como sulfato de bario).



Otro fluido incompatible incluye incrustación de sulfuro; donde el gas, sulfuro de hidrógeno se mezcla con acero, zinc o agua de formación, para formarse escalerita.



- 3) La evaporación de salmuera, resulta en el incremento de concentración de sal por encima del límite de solubilidad y conduce a la precipitación de sal. Esto puede ocurrir en pozos con alta presión y alta temperatura de gas, donde la corriente de gas seco se mezcla con el bajo ritmo de corriente de salmuera, resultando en la deshidratación y precipitación de halita (NaCl).⁵⁴

Los ingenieros pueden determinar el riesgo básico de incrustaciones durante la producción de hidrocarburos por la evaluación de la masa de incrustación y súper saturación que puede formar, basado en la química de salmuera durante una mezcla ideal de formación e inyección de fluidos, y por los cambios físicos en el ritmo de la mezcla y el ambiente que los fluidos encontrarán.⁵⁵

⁵⁴ Mackay E.J., Jordan M.M., Feasey N.D., Shah D., Kumar P., Ali S.A.: "Integrated Risk Analysis for Scale Management in Deepwater Developments", artículo de SPE 87459 presentado en el 60. Simposio Internacional en Incrustaciones Petroleras en Aberdeen, UK, 26 al 27 de Mayo de 2004.

⁵⁵ Jordan Myles M., Mackay Eric J, "Scale control in deepwater fields", artículo de WorldOil Magazine, Septiembre de 2005, vol. 226, No. 9.

Para que la cristalización ocurra, existen tres factores principales:

- Súper saturación,
- nucleación y,
- precipitación.

De estos tres factores, la súper saturación es la primera causa de formación de incrustaciones y ocurre cuando una solución contiene materiales disueltos que se encuentran en concentraciones más altas que la concentración de equilibrio. Las soluciones pueden llegar ser súper saturados por los cambios en las condiciones, tales como temperatura, presión y pH.

La nucleación es la formación inicial de un precipitado y es comúnmente causada por la presencia de material cristalino extranjero en los sitios, por ejemplo: paredes de tuberías, buques o rocas de formación en el fondo. La precipitación y la adherencia pueden ocurrir para producir el depósito de incrustación.⁵⁶

El menos soluble y fuerte de las incrustaciones petroleras es la $BaSO_4$, y por lo tanto, este tipo de incrustación es no sólo la más difícil de remover una vez formada, también es generalmente considerada la más difícil de prevenir.

2.1.4 ASFALTENOS

Los asfaltenos son una clase de componentes de los hidrocarburos. Los fluidos de hidrocarburos naturales son compuestos que abarcan un rango de composiciones presentes desde el gas natural seco hasta el alquitrán.

Las variaciones de las propiedades de los fluidos que tienen lugar comúnmente durante la producción de petróleo, tales como los cambios producidos en la presión, la temperatura y la composición; pueden precipitar los asfaltenos. Pequeñas cantidades de asfaltenos pueden adherirse a las paredes de las formaciones, las bombas, las tuberías, las válvulas de seguridad y las líneas de flujo sin perturbar el flujo; sin embargo, los depósitos de gran espesor pueden producir la interrupción de la producción. La sola presencia de asfaltenos en un petróleo crudo no es indicativa de la existencia de problemas de producción asociados con la presencia de éstos. Los petróleos pesados, son los que poseen las mayores concentraciones de asfaltenos, suelen mantenerse estables durante la producción, y no contribuyen a taponar el pozo.

Los problemas de precipitación de asfaltenos son más comunes en los petróleos más livianos que contienen cantidades menores de asfaltenos y se encuentran en yacimientos cuyas presiones son muy superiores a la del punto de burbujeo.

⁵⁶ Clemmit A.F., Ballance D.C. y Hunton A.G.: "The Dissolution of Scales in Oilfield Systems", artículo de SPE 14010.

Si bien los asfaltenos poseen utilidad práctica, tal como la de material para la construcción de caminos, impermeabilización y recubrimiento de techados, y como agentes de curado e inhibidores de corrosión, suelen ser considerados una amenaza en el campo petrolero. Las posibilidades de que los asfaltenos obturen los sistemas continúan en el sector de industrialización del petróleo, y constituyen una preocupación para los refinadores porque los asfaltenos son componentes significativos de los petróleos pesados que ingresan cada vez más en las corrientes de procesamiento de las refinadoras. Los asfaltenos también intervienen en la estabilidad de las emulsiones agua-petróleo y en la mojabilidad de las formaciones.

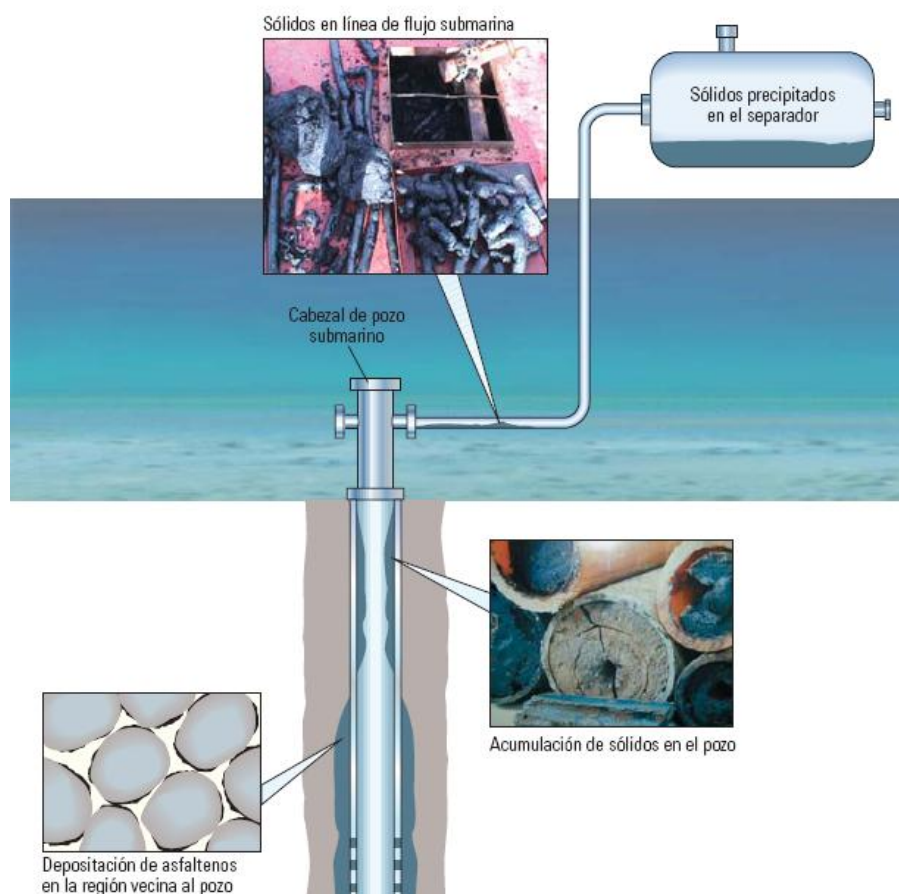


Fig. 2.9 Precipitación y depósito de asfaltenos. Los cambios producidos en la presión, la temperatura, la composición y la tasa de corte, pueden provocar la precipitación y depósito de asfaltenos. Los asfaltenos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones de superficie.⁵⁷

⁵⁷ Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang.: “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, artículo de Oilfield Review Otoño de 2007.

A lo largo del sistema de producción, la densidad y la viscosidad aumentan significativamente y el color cambia de marrón claro a marrón oscuro, conforme se incrementa el contenido de asfaltenos de 0 a casi 20%. Son insolubles en n-alcános, tales como el n-pentano o el n-heptano, y solubles en tolueno. Los asfaltenos obtenidos de esta manera son sólidos, de color oscuro, con una densidad de aproximadamente 1.2 (gr/cm³). No poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso.

En el reino de los asfaltenos, los métodos estándar a menudo no son aplicables, de manera que se requieren medidas extraordinarias para extraer información precisa sobre la estructura de los componentes. El listado de técnicas que han sido utilizadas para estudiar los asfaltenos y otras fracciones pesadas abarca la espectrometría de masa, la microscopía electrónica, la resonancia magnética nuclear, la dispersión de rayos X y de neutrones de pequeño ángulo, la espectroscopía ultra sónica, la dispersión dinámica de luz, la espectroscopía de correlación de fluorescencia, la despolarización de la fluorescencia, la osmometría de presión de vapor, y la cromatografía de impregnación de gel. Dado que estos métodos investigan diversos aspectos de los asfaltenos bajo diferentes condiciones, no es sorprendente que hayan producido modelos dispares de las moléculas de asfaltenos.

Hoy en día hay dos tipos de mediciones principales: espectrometría de masa y difusión molecular que generan la evidencia más consistente en cuanto a peso y tamaño molecular de los asfaltenos. La espectrometría de masa induce una carga sobre la molécula, acelera el ión resultante en un campo electromagnético y mide la relación entre carga y masa. Los diversos tipos de métodos de espectrometría de masa poseen diferentes formas de ionizar las moléculas y acelerar los iones.

Los petróleos crudos que exhiben procesos de precipitación y depósito de asfaltenos durante el proceso de agotamiento primario son habitualmente bajo saturados, lo que significa que existen en el yacimiento a presiones superiores a la presión de burbujeo. Estos petróleos crudos tienden a tener bajo contenido de asfaltenos y alto contenido de gas.

Durante la producción del yacimiento, a una temperatura constante, una vez que la presión se reduce para intersectar la envolvente de precipitación de asfaltenos, también conocida como presión de inicio de la precipitación de asfaltenos, los asfaltenos disueltos comienzan a precipitar y se depositan potencialmente en el yacimiento y en las líneas de flujo. Habitualmente, la cantidad de asfaltenos precipitados se incrementa a medida que se reduce la presión, y alcanza un punto máximo con la presión de burbujeo. La línea de presión-temperatura, que delinea las condiciones de precipitación por encima del punto de burbujeo, se conoce como el *límite superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos*.⁵⁸

⁵⁸ Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang.: “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, artículo de Oilfield Review Otoño de 2007.

Se han utilizado métodos tales como la precipitación gravimétrica, la resonancia acústica y la filtración para determinar la presión de inicio de la precipitación de asfaltenos.

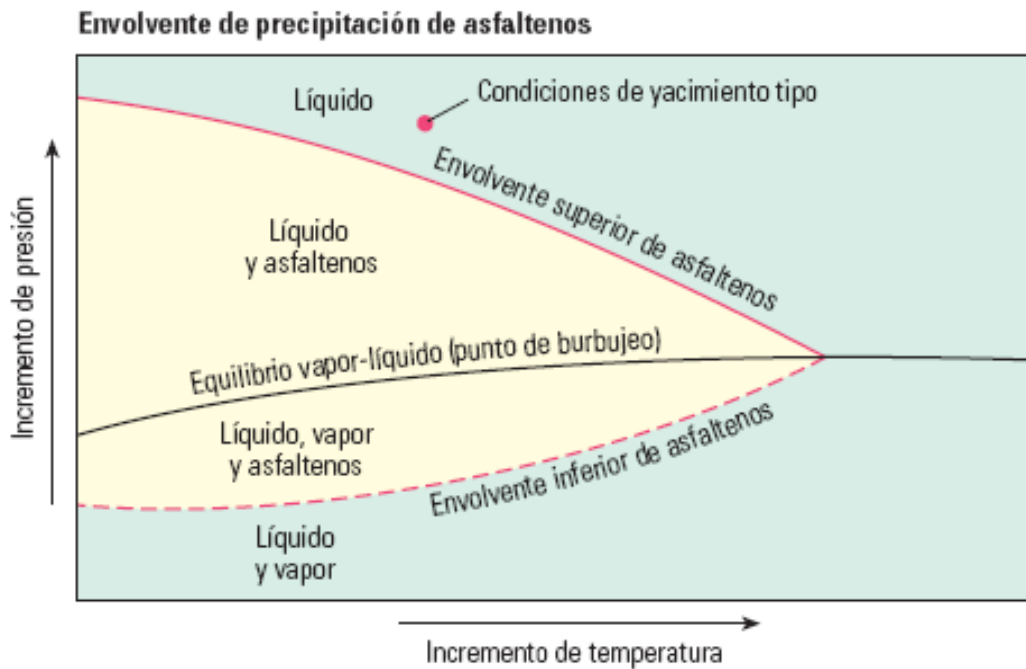


Fig. 2.10 Para las condiciones de yacimiento tipo dadas (punto rojo), el agotamiento primario hace que la presión se reduzca. Cuando la presión alcanza la envolvente superior de precipitación de asfaltenos, también conocida como presión de inicio de la precipitación de asfaltenos, los asfaltenos menos solubles precipitarán. Conforme la presión continúe decreciendo, más asfaltenos precipitarán hasta que se alcance la presión de burbujeo, y se libere el gas de la solución. Con la reducción continua de la presión se ha removido suficiente gas del sistema, y el petróleo crudo podrá comenzar a re disolver los asfaltenos en la envolvente inferior de precipitación de asfaltenos.⁵⁹

⁵⁹ Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, et al. referencia 59.

2.2 TÉCNICAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO SUBMARINO

2.2.1 REMEDIACIÓN DE HIDRATOS

Los factores primarios que intervienen en la formación de hidratos de gas son: la presencia de agua mayor de 50 (ppm), temperaturas debajo de 75(°C) y presiones mayores a 200 (lb/pg²).

Las acciones para remediar el problema de los hidratos en árboles secos incluyen la reducción de la presión, el incremento de la temperatura, la inyección química o el cambio en la composición del fluido. Esto es para remover el hidrato y mover los fluidos del pozo fuera de la región de creación de hidratos:

- Presurización; se necesitan presiones más altas que la presión del fondo del pozo en un intento para mover el bache. Esto es raramente efectivo porque el aumento de la presión tiende a solidificar el bache en la región de formación de hidratos.
- Despresurización; requiere la reducción de la presión que resulta en un decremento de la temperatura, resultando en un intercambio de calor cuando la temperatura externa es más alta que la temperatura de equilibrio de hidrato.
- Inyección química; requiere de bombeo para que un inhibidor termodinámico como el metanol o glicol baje por la TP, a través de la línea de inyección química o por un puerto de acceso.
- Calor aplicado; requiere aplicar calor externo al bache; esta práctica se aplica cuando la localización del bache es conocida y la disociación puede ser controlada. Aplicando calor en el exterior, se puede fundir un bache. El calor aplicado en la mitad del bache de hidrato puede causar sobre presurización.

Las opciones de remediación incluyen despresurización y/o aplicación de Metanol (MeOH) o Monoetilenoglicol (MEG) para ayudar a derretir el hidrato. Si se usa la despresurización, es mejor si la presión se reduce en ambos lados del hidrato, no llevándolo a una presión diferencial; de otro modo el hidrato se movería a lo largo de la tubería a alta velocidad. Otra opción es tratar de aplicar calor para ayudar a la velocidad de derretimiento del tapón de hidrato.

Aproximadamente 1 (pie³) de hidrato de metano libera 171 (pie³) de gas, el potencial de la ruptura de la línea de flujo durante la fusión del hidrato de gas es significativo y se debe analizar con cuidado.

Cuando se planea el control y prevención de hidratos de gas, las compañías deben tener varias opciones disponibles. Una posibilidad es reducir las pérdidas de calor. El uso de aislamiento térmico, para proteger las líneas submarinas, puede llevar a la reducción de pérdidas de calor de las líneas y llevarlas a las condiciones de operación. Una opción alternativa es remover el agua de los fluidos producidos costa afuera antes del transporte, esto requiere del uso de unidades de proceso de deshidratación. La desventaja de éstas dos opciones es que ambas requieren un significativo gasto de capital (CAPEX).

Otra posibilidad es que la producción puede ser reducida, llevando a presiones bajas de producción bajo estas condiciones. Esto de nuevo reduciría la probabilidad de formación de hidratos. Sin embargo, esta opción incurre en costos en la forma de diferir producción.

2.2.1.1 Inhibidores de Hidratos de Baja Dosis. Los inhibidores de hidratos pueden ser divididos en tres diferentes grupos dependiendo del mecanismo de inhibición de hidratos, (i) Inhibidores de Hidratos Cinéticos (KHI), (ii) Anti-Aglomerados e (iii) Inhibidores de Hidratos Termodinámicos (THI). Tanto KHIs y AAs caen en la categoría de Inhibidores de Hidratos de Baja Dosis (LDHI). Estos LDHI son típicamente aplicados a niveles de entre 0.25 a 5% del agua producida.

Los LDHIs no cambian el equilibrio termodinámico de la formación de hidratos y en este respecto difieren de los Inhibidores de Hidratos Termodinámicos. Los LDHIs se envuelven en un mecanismo de formación de hidratos de tal manera que interfieren y modifican la formación de cristales de hidratos. Los LDHIs pueden ser clasificados de acuerdo a la manera en que modifican el mecanismo de formación de cristales.

2.2.1.2 Inhibidores de Hidratos Cinéticos. Los KHIs se componen usualmente de polímeros solubles en agua que interfieren con el tiempo de nucleación de cristales de hidrato y un proceso inicial de crecimiento de cristales. Actúan como un mecanismo análogo a los inhibidores de incrustaciones, en que ellos inhiben la formación de pequeños cristales por su interacción con sitios de crecimiento de cristal. Los puntos iniciales de estructuras químicas adecuadas para el uso de KHIs vienen de la observación de que ciertos peces tienen la habilidad de no congelarse en temperaturas submarinas bajo cero. El pez tiene la habilidad de producir una proteína que interactúa con un cristal de hielo e inhibe un mayor crecimiento de cristales de hielo. De manera similar, el KHI tiene la habilidad de disminuir el ritmo de formación de cristales de hidratos y un efecto de incrementar el tiempo de inducción para la formación de hidratos.

Las limitaciones de KHI incluyen límites de sub-enfriamiento y también el tiempo límite de la efectividad del KHI. Éstos proveen una cierta cantidad de tiempo durante el cual la formación de hidratos se inhibe. Durante este período de tiempo, el operador debe de ser capaz de mover el gas y los condensados producidos a través de las condiciones de formación de hidratos del proceso de producción costa fuera. El KHI debe de ser diseñado de tal forma que el tiempo de inducción sea mayor que el tiempo de residencia de los fluidos producidos en la región de hidratos. Esto permitirá producir fluidos que pasen a través del sistema de producción sin bloqueos de hidratos, incluso cuando el sistema este operando en la región de formación de hidratos. La segunda generación de KHIs, e incluso la tercera, han sido desarrollados y han extendido los límites de subenfriamiento.

Una ventaja de los KHIs en comparación con los Inhibidores Termodinámicos (THI) es que operan efectivamente a bajas dosis. También tienen la ventaja de que no están limitados por el corte de agua en los fluidos producidos, como en el caso de los Anti-Aglomerantes (AA); ni están limitados por la RGA y son amigables con el ambiente.

Los sistemas en aguas profundas tienen temperaturas del orden de 36 (°F).

2.2.1.3 Anti-Aglomerantes. Los Anti-Aglomerantes operan con un mecanismo diferente a los KHIs. Los AAs permiten a los cristales de hidratos formarse pero al hacerlo, los cristales de hidratos se mantienen pequeños y no se adhieren. Tamaños milimétricos de los cristales se forman y se mantienen bien dispersos en el líquido de hidrocarburo disponible, esto permite a los hidratos ser transportados en los fluidos producidos, la viscosidad del fluido se mantiene baja.

Los AAs operan por dos grupos químicos en su estructura que tienen dos importantes funciones. Primero, parte del AA se incorpora en la estructura del cristal de hidrato. Segundo, el AA tiene una larga *cola* que hace que se combine la estructura soluble del cristal de hidrato y el AA en los fluidos, previniendo la formación de grandes cristales de hidrato.

El AA requiere de la presencia de la fase líquida del hidrocarburo (condensado o aceite) en suficientes cantidades. Esto lo limita por el corte de agua de <50 a 75%; también requiere de una RGA <100000 (pie³/bl). Esto es por regla y da una indicación de si el material hidrocarburo es suficiente para dispersar los hidratos que se están formando.

Los AAs tienen la ventaja de que no están restringidos por el subenfriamiento del sistema, también tienen buen desarrollo a pesar del tiempo de residencia del sistema en la región de hidrato, incluyendo tiempos de hasta dos semanas. La aplicación del AA se convierte en el tratamiento más rentable a un alto subenfriamiento.

2.2.1.4 Inhibidores de Hidratos Termodinámicos. Estos inhibidores bajan la temperatura de formación de hidratos por aproximadamente la misma cantidad en que se baja el punto de congelación del hielo. Los THIs compiten con las moléculas de agua haciendo que la formación de hidratos sea termodinámicamente menos probable. Las sales, el MeOH y los glicoles tales como el MEG son clasificados como Inhibidores de Hidratos Termodinámicos.

Los THIs tienen la desventaja de que se requieren cantidades significantes de material que puede ser requerido para prevenir la formación de hidratos. Otros problemas que se necesitan tomar en cuenta cuando se consideran son: el almacenamiento, transporte y manejo de grandes cantidades de sustancias como el metanol, incluyen cuestiones de seguridad significantes.

Las dosis de los THIs requerida para el éxito de la inhibición de hidratos dependen del subenfriamiento del sistema. Se ha observado que la dosis efectiva de THI requerida en el sistema se incrementa cuando se incrementa el subenfriamiento. Esto tiene implicaciones para sistemas que operan bajo estas condiciones, que puede llevar a significantes costos OPEX y retos logísticos. Por estas desventajas de los THIs, es que se desarrollaron los LDHIs.

La combinación de productos es benéfica para las compañías para bajar los costos de producción. Los químicos costa afuera pueden ser aplicados a través de umbilicales donde una línea umbilical puede ser usada, por ejemplo, para un Inhibidor de Corrosión y otra el KHI. El uso de la combinación de productos puede llevar a la pérdida de peso debido al almacenamiento químico en general, un pequeño número de tanques de almacenamiento y bombas de aplicación. Esto lleva a ahorros en el CAPEX y OPEX como costos de mantenimiento. Se deben de hacer formulas compatibles químicamente de inhibidores. Éstas incluyen combinaciones con inhibidores de corrosión, incrustaciones o asfaltenos.

2.2.2 CONTROL DE ASFALTENOS

Cuando la presión fluctúa en el yacimiento, daños a la formación severos ocurren debido a la precipitación de asfaltenos en el medio poroso, que se evidencia en alteraciones en la mojabilidad y/o permeabilidad relativa. Cuando se depositan en la tubería de producción, éstos pueden reducir o incluso parar la producción hasta que se aplican métodos químicos.

Las acciones para el control de precipitación de asfaltenos pueden ser resumidas en tres categorías: 1. *Métodos predictivos*, que pueden determinar la estabilidad del aceite crudo, en términos de la precipitación de asfaltenos. Incluyen una “prueba Spot”, un método cualitativo que determina la compatibilidad y estabilidad del crudo entre diferentes fluidos; un estudio PVT de una muestra del fondo que lleva a información cuantitativa acerca de las condiciones para la precipitación de la fracción. 2. *Métodos preventivos*, que van desde: mantenimiento de la presión, prevención mecánica de la reducción de la presión (restricciones en el tubing de producción), ritmos de producción adecuados (de acuerdo al análisis nodal), e inyección continua en el fondo o inyección de inhibidores químicos. 3. *Métodos correctivos*, se aplican una vez que el problema ya existe. Consisten en procedimientos de limpieza que incluyen lavado con solventes orgánicos.⁶⁰

Los asfaltenos pueden depositarse en cualquier lugar del sistema de producción, pero quizás el área más perjudicial es la región vecina al pozo, donde es difícil acceder a los poros obstruidos por los asfaltenos para efectuar las operaciones de remediación. Los tratamientos convencionales con inhibidores de la floculación de los asfaltenos, implican procesos de intervención periódicos con solvente o la inyección continua de químicos en el pozo. Estos métodos son efectivos para prevenir la aglomeración y depósito de los asfaltenos en las líneas de flujo y las tuberías, pero no protegen la formación productiva, porque los químicos interactúan con el petróleo después de que estos abandonan la formación, con la posibilidad de dejar atrás asfaltenos.

Un método mejorado, es agregar químicos al petróleo crudo mientras éste aún se encuentra en la formación. El método consiste en la inyección forzada de un inhibidor de depósito de asfaltenos en la formación, para estabilizar los asfaltenos antes de que se produzca su floculación. Con la adición de dispersantes de asfaltenos se puede inhibir el depósito de éstos durante la recuperación de aceite. Ciertas moléculas poliméricas incrementan la estabilización de los asfaltenos en el aceite crudo, haciendo que su precipitación sea menos probable. Se han utilizado exitosamente para inhibir o remover los depósitos de asfaltenos en el equipo de producción. Estos dispersantes también se aplicaron para la limpieza de pozos inyectoros.

No obstante, las pruebas han demostrado que la inyección forzada de un inhibidor no produce beneficios en el largo plazo; las formaciones no absorben los inhibidores adecuadamente, lo que permite que éstos sean liberados rápidamente de la formación a medida que se produce petróleo. El tratamiento previo de la formación con un químico activador mejora la absorción del inhibidor en la formación sin modificar su mojabilidad.⁶¹

⁶⁰ Carmen García María, Henríquez Magaly, Orta José.: “Asphaltene Deposition Prediction and Control in a Venezuelan North Monagas Oil Field”, artículo de SPE 80262 presentado en el Simposio Internacional en Química Petrolera celebrada en Houston, Texas, 5 al 7 de Febrero de 2003.

⁶¹ Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang.: “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, artículo de Oilfield Review Otoño de 2007.

2.2.3 CONTROL DE PARAFINAS

Existen diversos métodos para controlar el depósito de parafinas en las líneas, unos más costosos que otros; desde métodos para prevenir hasta métodos para remediar la depósito de parafinas; que van desde calcular la Temperatura de Apariencia de la Cera (WAT) con pruebas de laboratorio que se hacen tanto de aceite del tanque o aceite “vivo” hasta inyectar algún inhibidor.

El factor que controla la formación de cristales de parafina es la nucleación. Para que se forme un cristal, un núcleo estable debe primero existir para actuar como centro de crecimiento en el que se junten las moléculas de parafina. Cuantas más moléculas de parafina se precipiten de la solución, la concentración se hace lo suficientemente grande para romper el equilibrio resultando en más agrupaciones de cristales grandes. Los cristales entonces crecen por la adición de agrupaciones de cristales.

Los químicos que previenen el depósito de ceras en el sistema se nombran “inhibidores de parafinas”. Hay tres clases de materiales químicos que son usados para reducir o eliminar el crecimiento de depósitos de cera:

- Solventes,
- dispersantes y,
- modificadores de cristales.

Tipos de inhibidores.

2.2.3.1 Solventes. Se añaden para restaurar la solvencia del crudo que se pudo perder debido al escape de gases disueltos o por la reducción de temperatura. Algunos ejemplos de solventes que se han usado son: condensado producido, gasolina en la cabeza del casing, pentano, butano, xileno, tolueno.

Los tipos de solventes más usados hoy son: componentes aromáticos, tales como tolueno y xileno, gasolina blanca y terpenos derivados de pinos.

El desarrollo preventivo de los solventes de parafinas varía con el tipo de depósito. Usualmente se aplican en frecuentes tratamientos de bache o continuamente.

2.2.3.2 Dispersantes. Los dispersantes trabajan neutralizando las fuerzas atractivas que obligan a las partículas de parafina a estar juntas. Los dispersantes causan que la partícula de parafina sea dispersada en los fluidos producidos, así que éstos se mantienen en movimiento con el flujo del fluido.

Los dispersantes son formulados de materiales tales como: sulfatos, derivados de alquilfenol, terpenos, poliamidas y nafteno. Se pueden usar para remover algunos depósitos así como de manera preventiva. Su aplicación puede ser en bache o continua.

2.2.3.3 Modificadores de cristales de parafina. Son materiales que tienen una estructura molecular similar a la cera que se está precipitando. El cristal modificador co-precipita o co-cristaliza con la cera tomando el lugar de la molécula de la cera. Sin embargo, pone un tipo de obstáculo en el cristal de parafina que interfiere con la alineación adecuada de nuevas moléculas de parafina y el crecimiento se inhibe. Esto previene que los cristales de parafina se junten y algunas veces previene pegaduras en las paredes de las tuberías. El depósito de parafina se reduce o se elimina y frecuentemente el punto de fluidez⁶² del crudo se reduce.⁶³ Los cristales modificadores de parafina, tienen un criterio para su efectividad: el inhibidor debe presentarse en una base continua y debe estar en el crudo antes de que el depósito de parafina comience.

Existe un tratamiento que consiste en calcular el tamaño de concentración promedio de inhibidor en un volumen específico de aceite crudo producido. El cálculo del tamaño se basa en la producción de aceite y la concentración de inhibidor requerido.

Se calcula un gasto que se va a colocar en la roca del yacimiento y lejos del fondo del pozo. Si no se coloca lejos del fondo, habrá una tendencia para que el inhibidor sea regresado rápidamente en producción temprana. Es importante controlar la mojabilidad; cambios en la permeabilidad relativa del aceite pueden reducir la productividad.

Primero se inyecta el volumen de inhibidor, y después el volumen de desplazamiento para colocar al inhibidor lejos del fondo del pozo.

El volumen de inhibidor puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$\text{Gal. de inhibidor de parafina} = \frac{\text{ppm} * \text{días} * \text{BOPD} * 42(\text{gal} / \text{bl})}{f * 1000000}$$

Ppm= partes por millón de inhibidor específico (usualmente de 50 a 200 (ppm)).

Días= días de vida de tratamiento (de 180 a 240 días).

BOPD= barriles de aceite que van a ser tratados por día.

F= factor de idealidad, estimado de 0.55 a 0.6, dependiendo de la disponibilidad de controlar el flujo de regreso.

Este volumen de inhibidor de parafina es típicamente diluido con el diesel o con crudo limpio a 20% de concentración.

El desplazamiento está diseñado para ser de 3 a 4 (pies) en la roca del yacimiento. Este volumen puede ser calculado como sigue:

$$\text{Barriles de desplazamiento} = V_1 + \pi * r^2 * h * P * 0.18(\text{bl} / \text{pie}^3)$$

Donde: V_1 = Volumen del pozo tubular (tubing o anular)(bls).

R= radio de desplazamiento (3 o 4 (pies)).

H= altura de la zona de producción o zona perforada (en pies).

P= porosidad de la formación expresada en decimales.⁶⁴

⁶² *Punto de Fluidez.* Temperatura a la cual suficiente cera se presenta en la fase sólida, en condiciones de flujo estático o muy lento, estas pueden interactuar para formar una matriz que atrapa la fase líquida.

⁶³ Dobbs James B., "A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations", artículo de SPE 55647 presentado en la conferencia anual en Gillette, Wyoming, 15 al 18 de Mayo de 1999.

⁶⁴ Dobbs James B., referencia 64.

Las medidas que se toman del tanque se usan para evaluar la severidad del problema, la WAT obtenida del tanque es el punto de diseño que es comúnmente usado y es muy conservativo, mientras que las muestras de aceite “vivo” son difíciles de obtener; se aplican métodos como la inyección de químicos y el aislamiento térmico o inyección de aceite o agua caliente.

Un innovador químico, que originalmente se usó para limpiar los tanques de almacenamiento, se adaptó para controlar el depósito de parafinas. Cuando se introduce en la corriente de aceite crudo, elimina el depósito de parafinas. Este químico se ha usado exitosamente para mitigar los problemas de parafinas en las áreas donde fue usado.

El producto adaptado por el Grupo Internacional TexChem L.L.C. de Houston, y nombrado Químico de Mejoramiento de la Producción (PEC), es un modificador de cristales que satisface la deficiencia de ion molecular que causa que la parafina se adhiera a las superficies en contacto.

El producto es soluble en aceite, así que el agua no se incluye en el cálculo de la cantidad de químico que se usa en el tratamiento. La concentración de químico usualmente esta en el rango de 1000 (ppm) ó menos, dependiendo del tipo de crudo y contenido de parafina. Es mejor inyectar el químico en la corriente de producción antes de que el depósito de parafina comience para prevenir cualquier precipitación y coagulación de moléculas de parafina.⁶⁵

⁶⁵ Bailey Randy, Hambeck Larry, Stewart James R., “New Solution for Paraffin”, artículo de WorldOil Mayo de 2004, Vol. 225 No. 5.

2.2.4 CAMBIO DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA O DE LA SUPERFICIE METÁLICA.

La mojabilidad de una superficie sólida depende de las características del grupo de átomos y del arreglo electrónico de la superficie misma. En el proceso de producción, el crudo fluye a través de varias superficies tales como la superficie de la roca o la superficie metálica. En un estado inicial, es una superficie de alta energía donde la mojabilidad de la roca o del metal es muy buena. Pero a lo largo de la absorción y el depósito de la parafina y asfalteno en las superficies de la roca y el metal, las superficies cambian a superficies de baja energía y la mojabilidad es mala, así que la productividad del aceite y la eficiencia del equipo usado se reducen inesperadamente. Los inhibidores de parafina y asfaltenos pueden mejorar la mojabilidad de las superficies rocosas y metálicas. Sus funciones pueden realizarse a través de diferentes formas: (a) después de que las superficies de la roca y el metal fueron absorbidas y depositadas con parafinas o asfaltenos, se convierten en superficies de baja energía. Algunos componentes especiales en la fórmula de los inhibidores de parafina y en los inhibidores de asfaltenos pueden fácilmente ser absorbidas en las superficies de baja energía para mejorar la mojabilidad haciendo que la tensión superficial crítica mojante (γ_c) de las superficies mejore (p.e. el valor de γ_c de una superficie de cera es de 26 (dina/cm)). De esta forma el depósito de parafina y el asfalteno es inhibida indirectamente; (b) algún tipo de macromoléculas contenidas en la fórmula de los inhibidores pueden co-cristalizar o co-absorber los cristales de cera para formar nuevos cristales compuestos, que son más estables en el aceite y tienen menor oportunidad de depositarse en la superficie tanto de la roca como del metal. La mojabilidad de la superficie cubierta del componente de cristal es mejor que la superficie cubierta de cristal de cera. Así que el depósito de la parafina es parcialmente inhibido.⁶⁶

⁶⁶ Dong Lijian, Xie Huizhuan, Zhang Fusheng, “Chemical Control Techniques for the Paraffin and Asphaltene Deposition”, artículo de SPE 65380 presentado en el Simposio Internacional de Química Petrolera en Houston, Texas, 13 al 16 de Febrero de 2001.

2.2.5 CONTROL DE INCRUSTACIONES

La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por la precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método de recuperación secundaria, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones.

La incrustación de carbonato ocurre cuando agua conificada o agua de acuífero pasa a través del punto de burbuja y el dióxido de carbono es atrapado. En contraste, yacimientos que fluyen con agua de mar para proveer soporte al yacimiento, a menudo forman un tipo de incrustación. Esta incrustación ocurre cuando el agua (que es a menudo rica en cationes bivalentes como el bario) se mezcla con agua de inyección (que es rica en sulfatos) formando incrustaciones de sulfato fuertes e insolubles.

Cuando se forman las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas.

Algunas incrustaciones minerales, como el carbonato de calcio (CaCO_3), se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros casos este sistema no funciona. Muchas veces se forma una película cerosa de hidrocarburos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos. Puede ocurrir también que se acumulen capas de incrustaciones sólidas impermeables que revistan las tuberías de producción y que a veces las bloquean por completo, con lo cual resulta más difícil quitarlas. En este caso, por lo general, se utilizan técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada. A pesar de ello, con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el sulfato de bario (BaSO_4), que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos.

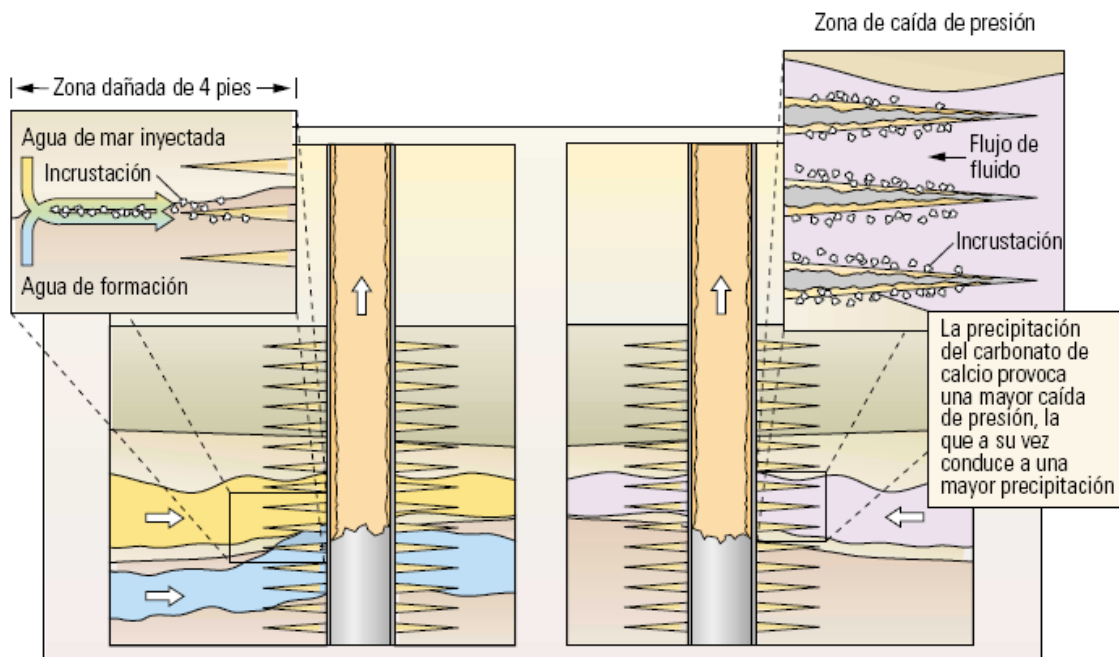


Fig. 2.11 Los operadores que se encontraban con este tipo de problemas muchas veces se veían obligados a suspender la producción, movilizar taladros de terminación para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en la superficie, o bien reemplazar la tubería directamente.⁶⁷

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. En los tratamientos de estimulación de la matriz de la formación, por lo general, se emplean disolventes de incrustaciones con el fin de detener la caída de la producción. Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo, la cantidad de incrustaciones y su composición física o su textura, ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar a estimular el depósito de incrustaciones. El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías revisten gran importancia en la elección de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos o cristales de alta microporosidad hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad. La pureza de las incrustaciones afecta su resistencia a los métodos de limpieza. Puede ocurrir que se trate de fases de un sólo mineral, si bien, por lo general, son una mezcla de compuestos similares y compatibles. El sulfato de bario puro es normalmente de baja porosidad y totalmente impenetrable con agentes químicos, y sólo se puede quitar lentamente utilizando alguno de los métodos mecánicos más tradicionales. Las mezclas de sulfato de bario, que por lo general contienen sulfato de estroncio, sulfato de calcio o incluso carbonato de calcio, con frecuencia ceden frente a diversos métodos de limpieza, tanto químicos como mecánicos.

⁶⁷ Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Millar Matt, Jonson Ashley, “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención.”, artículo de Oilfield Review otoño de 1999, www.slb.com.

2.2.5.1 Técnicas químicas—La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con facilidad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida. En la matriz de la formación, se pueden tratar con agentes quelatizantes fuertes; compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo.

La mayor parte de los tratamientos químicos se controlan según la capacidad de llegada de los reactivos a la superficie de las incrustaciones. En consecuencia, la relación entre el área de la superficie y la masa, constituye un parámetro importante en la velocidad y la eficiencia del proceso de eliminación. Cuando la relación entre el área de la superficie y el volumen es menor, por ejemplo en capas de incrustaciones gruesas y poco porosas, la reacción es más lenta y sólo responden a los reactivos químicos más fuertes.

Las zonas de alta permeabilidad dentro de la formación—que ofrecen una trayectoria de menor resistencia—desvían los fluidos del tratamiento y obstaculizan la capacidad de los disolventes para penetrar en los intervalos dañados. Las últimas técnicas que utilizan disolventes y colchones lavadores que contienen surfactantes viscoelásticos, pueden mejorar la colocación del disolvente. Los surfactantes viscoelásticos forman sustancias gelatinosas de alta viscosidad cuando se les mezcla con ciertos compuestos de salmuera, pero se rompen completamente y se transforman en sustancias acuosas en presencia de petróleo o de gas de hidrocarburo. De esta forma, estos surfactantes viscoelásticos ayudan a canalizar los disolventes hacia las zonas productivas saturadas de petróleo, y evitan las zonas no productivas saturadas de agua.

Si bien el ácido clorhídrico es, por lo general, la primera opción como tratamiento de las incrustaciones de carbonato de calcio, la reacción rápida del ácido puede esconder un problema: las soluciones de ácido agotado de subproductos de las incrustaciones constituyen excelentes agentes iniciadores para la formación de nuevos depósitos minerales.

El ácido ethilenediaminetetraacético (EDTA) fue uno de los primeros agentes utilizados para mejorar la remoción química de las incrustaciones y hoy en día se continúa utilizando en diversas formas. Si bien los tratamientos con EDTA son más costosos y más lentos comparados con el ácido clorhídrico, funcionan bien en incrustaciones que requieren un remedio químico. El EDTA, y sus distintas variantes en estructura química, también resultan efectivos en la remoción de incrustaciones distintas a los carbonatos y han mostrado resultados promisorios en la remoción de sedimentos de sulfato de calcio y compuestos de calcio y sulfato de bario.⁶⁸

⁶⁸ Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Millar Matt, Jonson Ashley, referencia 68.

2.2.5.2 Métodos mecánicos convencionales—Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de herramientas y técnicas aplicables en las tuberías de pozos y en la formación. Como ocurre en el caso de los tratamientos químicos, la mayor parte de los métodos mecánicos presenta un rango limitado de aplicabilidad, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación.

Los métodos mecánicos, si bien son variados, se encuentran entre los más eficientes para la eliminación de incrustaciones minerales en las tuberías.

Uno de los primeros métodos utilizados fue una derivación del uso de explosivos para hacer vibrar los tubos y desprender las incrustaciones más quebradizas. Los explosivos proporcionaban cargas de alto impacto que podían remover las incrustaciones, pero a menudo dañaban las tuberías y el cemento. Cuando se trató de cambiar el tipo de explosivo o reducir la cantidad de carga explosiva, se determinó que uno o dos cabos de la cuerda de detonación, conocida como cuerda de disparo, proporcionaban la intensidad adecuada.

Las cuerdas de disparo todavía se utilizan, en especial como simples herramientas de diagnóstico, en los casos en que una entrada rápida con cable de acero y detonación durante el flujo puede dar indicios sobre el tipo y la ubicación de las incrustaciones.

Las incrustaciones gruesas, en especial las que se encuentran dentro de las tuberías, por lo general son demasiado resistentes para utilizar este sistema y, debido a que su nivel de porosidad es muy bajo, los tratamientos químicos no resultan efectivos en un lapso de tiempo razonable. Para la eliminación de este tipo de incrustaciones es necesario recurrir a las técnicas utilizadas para perforar rocas y triturar acero. Las mechas de impacto y la tecnología de fresado han sido desarrolladas para funcionar con tuberías flexibles dentro de las tuberías de producción, y utilizando distintas mechas cinceladoras y variadas configuraciones de fresado. Como fuente de energía se utiliza, por lo general, un motor hidráulico o una herramienta de impacto de tipo martillo. En los motores, impulsados por fluidos, el movimiento de la mecha responde a la combinación del estator y el rotor. La potencia depende del gasto de fluido y del tamaño del motor: los motores más pequeños que eliminan incrustaciones dentro de las tuberías, por lo general de 1 1/16 pulgadas a 1 3/4 pulgadas de diámetro.

Dado que las incrustaciones rara vez se depositan en forma pareja sobre las paredes de los tubos, los requerimientos de potencia de fresado varían enormemente. Cuando los motores no cuentan con la potencia necesaria para que la mecha corte las incrustaciones, se atascan y se detiene el proceso. Como resultado de ello, las tasas de remoción de incrustaciones varían según el tipo de incrustación.

2.2.5.3 Métodos mecánicos con chorros de fluidos— Desde hace varios años se encuentran disponibles algunos sistemas de chorros de fluidos, como el Hydroblast de Halliburton o el sistema RotoJet de BJ-NOWSCO, que se utilizan para eliminar incrustaciones en tuberías de producción y disparos. Estas herramientas cuentan con varios orificios de expulsión, o bien con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar con productos químicos para atacar los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos. El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, como halita, y detritos o relleno, pero la experiencia demuestra que es menos efectivo en ciertos tipos de incrustaciones de mayor resistencia, como calcita y sulfato de bario.

A la presión de superficie, el chorro de agua remueve las incrustaciones por cavitación, mediante pequeñas burbujas que aparecen en el chorro de fluido. Estas burbujas se forman por la gran liberación de presión que ocurre cuando el fluido pasa a través de una boquilla. Las burbujas colapsan al chocar contra las incrustaciones, lo cual produce un fuerte—casi explosivo—efecto erosivo.

2.2.5.4 Lechadas abrasivas—Al agregar una pequeña concentración de sólidos, de entre 1 y 5% en peso, a un chorro de agua, se mejora en gran medida su capacidad de atravesar las incrustaciones.

Lamentablemente el uso de abrasivos como la arena puede causar daños en las tuberías de acero. Cuando las incrustaciones se eliminan completamente de la tubería, el chorro abrasivo erosiona el acero con la misma eficiencia con que lo hace con los depósitos minerales.

Un chorro abrasivo capaz de cortar las incrustaciones sin dañar la tubería debe aprovechar la diferencia de dureza entre los depósitos minerales y el acero subyacente. Una de las principales diferencias reside en que el acero tiene tendencia a falla dúctil, mientras que las incrustaciones son quebradizas. Las incrustaciones minerales presentan falla quebradiza, de manera que el impacto de una partícula dura fractura las incrustaciones y, en última instancia, produce la desintegración del estrato subyacente.

2.2.5.5 Abrasivos Sterling Beads—Las partículas de vidrio utilizadas para remoción de incrustaciones son mucho más duras que los tubos de acero y pueden provocar un exceso de erosión sobre el metal. Si se reduce demasiado la dureza de las partículas, sólo se logra que sean poco efectivas. Por lo tanto, la dureza deseada es aquella que logra establecer un equilibrio entre minimizar el daño causado sobre el acero y maximizar su efectividad de corte de las incrustaciones. Si bien existen muchas partículas esféricas con la dureza adecuada, con frecuencia tienen baja durabilidad y se rompen con el impacto, lo cual disminuye su poder destructivo sobre las incrustaciones minerales.

2.2.5.6 Eliminación de incrustaciones duras—En el caso de las incrustaciones duras, como los sulfatos de hierro, estroncio y bario, tanto los tratamientos de chorro con fluidos no abrasivos como los tratamientos químicos resultan inadecuados. La erosión controlada del abrasivo Sterling Beads ha dado resultados positivos en la eliminación de todo tipo de incrustaciones en las tuberías, incluyendo las incrustaciones más difíciles de sulfato de bario, con tasas de avance promedio de hasta 100 (pies/hr) [30 (m/hr)] o más aún.

La técnica Scale Blasting constituye una muy buena opción, especialmente cuando se trata de incrustaciones insolubles, desconocidas o de dureza variable. El sistema también proporciona un método seguro para eliminar incrustaciones en los equipamientos de terminación que se encuentran en el fondo del pozo. La tasa de penetración (ROP, por sus siglas en inglés), se controla por medio de un anillo flotante que garantiza la cobertura de todo el diámetro de la tubería con un daño mínimo a la superficie de acero.



Fig. 2.12 Incrustaciones eliminadas con el abrasivo Sterling Beads. El tubo recibió un solo chorro de agua con Sterling Beads a razón de 2,4 pulg./min [1 mm/seg] para eliminar las incrustaciones de carbonatos. Durante el ensayo, se mantuvo el chorro en la misma posición durante 3 minutos, y menos del 2% del acero fue removido de las paredes del tubo.⁶⁹

2.2.6 INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES

Para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso.

La dilución se utiliza, por lo general, para controlar la precipitación de halita en pozos con alto grado de salinidad. La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, y constituye la técnica más simple para prevenir la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Requiere la instalación de lo que se conoce como sarta macaroni (un tubo de diámetro inferior a 1 1/2 pulgadas) a lo largo de la tubería de producción.

⁶⁹ Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Millar Matt, Jonson Ashley, “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención.”, artículo de Oilfield Review otoño de 1999, www.slb.com.

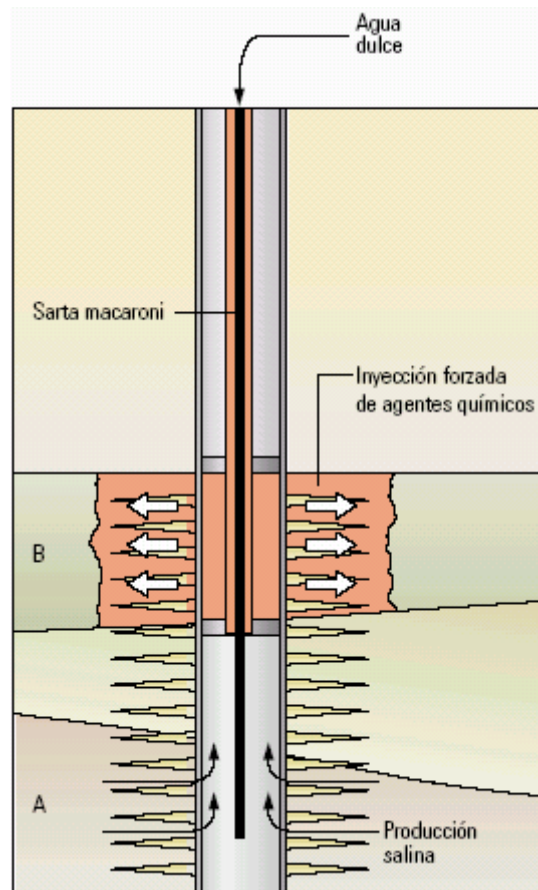


Fig. 2.13 Sarta macaroni. La sarta macaroni de diámetro reducido, también llamada spaghetti o capilar, transporta los fluidos y los químicos dentro de los pozos en producción. Lleva los químicos cerca del intervalo, como se observa en la zona A, que produce el fluido que necesita tratamiento. En la zona B aparece el inhibidor que se introduce periódicamente en la formación.⁷⁰

Además de la dilución, existen literalmente miles de inhibidores de incrustaciones para distintas aplicaciones, que abarcan desde los termotanques hasta los pozos de petróleo. La mayoría de estos químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Algunos químicos quelatan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Ambos enfoques pueden resultar efectivos, si bien cada uno de ellos requiere una aplicación cuidadosa dado que los tratamientos son poco tolerantes a los cambios en el sistema de producción. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Se producen perturbaciones en el equilibrio, aún en sistemas protegidos, lo cual permite la precipitación de los residuos. Dado que los agentes quelatizantes consumen los iones de residuos, el uso de los quelatizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica.

⁷⁰ Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Millar Matt, Jonson Ashley, “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención.”, artículo de Oilfield Review otoño de 1999, www.slb.com.

Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales.

La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales, mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos.

Vida útil del inhibidor—Los inhibidores de incrustaciones son retenidos en la formación por adsorción a las paredes de los poros o precipitación en el espacio de los poros. La adsorción es más efectiva en las formaciones de areniscas. La vida útil del tratamiento depende fundamentalmente de la química de la superficie, la temperatura y el pH del líquido que se encuentra en contacto con la formación, y ocasionalmente es inusualmente corta (de 3 a 6 meses), debido a que la capacidad de adsorción de las rocas de formaciones es limitada bajo las condiciones de los yacimientos.

Normalmente, la vida útil del tratamiento es de más de un año en el caso de los tratamientos diseñados adecuadamente, en los cuales la precipitación actúa como mecanismo de retención del inhibidor, aunque se encuentren tasas elevadas de producción de agua.

Para prolongar la vida útil del inhibidor se pueden bombear grandes volúmenes del mismo en las profundidades de la formación, de forma tal que se encuentre expuesto y absorbido por una superficie extensa. Este sistema no siempre da resultados positivos, porque el hecho de forzar inhibidores a base de agua en zonas de petróleo puede provocar un cambio en la mojabilidad de la formación, lo que hace que los tiempos de recuperación de producción se vuelvan excesivamente prolongados.

Correcta ubicación del inhibidor—En última instancia, la eficacia del tratamiento se basa más en la prevención de las incrustaciones que en la vida útil del inhibidor. La correcta ubicación del mismo constituye un factor esencial en el desempeño de un tratamiento de bombeo forzado del inhibidor. Si el inhibidor se introduce en la formación en forma indiscriminada, habrá un exceso de tratamiento en las zonas dañadas y en las de alta permeabilidad, y resultará escaso en zonas de alta presión y de baja permeabilidad.

Por lo tanto, se considera conveniente colocar los inhibidores en formaciones heterogéneas utilizando las mismas técnicas empleadas para controlar el emplazamiento de ácidos. De hecho, resulta sumamente ventajoso combinar ambos tipos de tratamientos (ácidos e inhibidores) para garantizar que el inhibidor esté controlado junto con el ácido. Se debe controlar que el pH del ácido no supere el nivel requerido para la precipitación del inhibidor.

Capítulo 3

Almacenamiento y Procesamiento de la Producción

Capítulo 3

Almacenamiento y Procesamiento de la Producción

La producción de aceite y gas se ha movido a aguas profundas, y con los requerimientos comunes para las plataformas de perforación y las frecuentes intervenciones de pozo, se han desarrollado nuevas soluciones para soportar los risers rígidos y los árboles superficiales. Soluciones tanto para almacenar como para procesar la producción de aceite y de gas, tratar el agua producida, eliminar la arena o cualquier otro sólido. Bajo esta premisa, se construyen o adaptan plataformas para éste fin.

Existen cuatro tipos de unidades de terminación secas empleadas a la fecha: Jackets, Torres compliant, TLP's y Spars. La optimización de la plataforma no puede realizarse sin tomar en cuenta las consideraciones del riser, ya que los requerimientos del riser están íntimamente relacionados a las características operativas de las instalaciones de producción. Una cuestión clave es la tendencia de los risers a desplazarse verticalmente a las instalaciones.

Existen diferencias significativas entre las plataformas, incluyendo subestructura/configuración del casco, sistema de anclaje, respuesta al movimiento, secuencia de construcción, perforación y operaciones de intervención, y el tirante de agua al cual pueden ser ancladas. Cada evolución ha forzado cambios en los risers de producción para permitirles acomodarse al incremento en el movimiento lateral, y en particular, al desplazamiento vertical relativo a las instalaciones.

3.1 PLATAFORMAS FIJAS

Para desarrollos de campos marginales en aguas someras, las plataformas fijas de producción con pequeños cascos son las que más se usan. Por lo general estas estructuras pueden soportar: algunos pozos, menos de 10; un separador y una pequeña grúa.

3.1.1 Jackets. Este tipo de estructuras siguen siendo las más usadas para operaciones de perforación y producción costa afuera. Este tipo de plataformas usualmente tienen de cuatro a ocho piernas para soportar las corrientes y el peso de la estructura superficial. Las piernas están ligadas por miembros en los planos horizontal y vertical, que permiten a toda la estructura transmitir la carga ambiental (olas, corrientes, viento, etc.) al lecho marino. El uso de estas plataformas se han limitado a profundidades de 500 a 600 (pies) [150 -180(m)].

3.1.2 Torres compliant. Este tipo de plataforma es diferente a la Jacket, porque está configurada para responder flexiblemente a los movimientos de grandes olas. Esto se logra por una zona de articulación en la parte baja de la estructura, puentado con tubos axiales flexibles o pilares en guías laterales que extienden por mucho la longitud de la estructura. Además de transmitir las cargas a través del punto pivote, la combinación de rigidez de los tubos determina las características dinámicas de la estructura.

El punto de articulación permite una delgada sección transversal en comparación con una Jacket, resultando en una considerable disminución de peso de la subestructura.

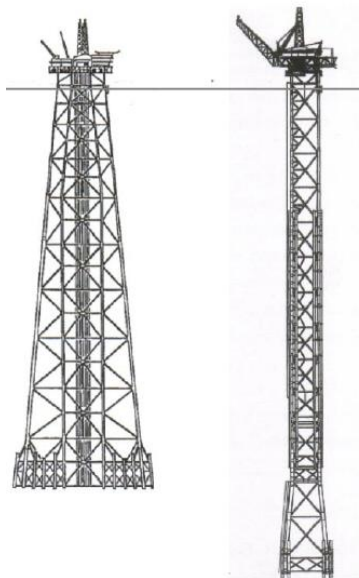


Fig. 3.1 Jacket bullwinkle (izquierda) y Plataforma

3.2 FPSO (Unidad de Producción Flotante, Almacenamiento y Descarga)

Las FPSO se han expandido continuamente desde la década de 1970 y es la solución favorita de muchas compañías petroleras. Sin embargo, constituyen solo el 1% de las instalaciones mundiales costa afuera.

Las instalaciones FPSO generalmente comprenden un buque en forma de barco, que se mantiene en el lugar por un sistema de anclaje. Los fluidos del pozo se pasan del lecho marino al buque a través de un sistema de transferencia de fluidos y es procesado por un equipo montado en la cubierta. El aceite y el gas producido, se almacenan en tanques en el casco, esperando la transferencia periódica a tanques en tierra.

Dos componentes claves del sistema FPSO son los anclajes de un solo punto, que se verán más adelante, y los árboles submarinos.

Sistema de anclaje. Las FPSOs generalmente, pero no siempre, se mantienen en la locación por un anclaje de un solo punto (SPM). Esta configuración permite al buque rotar en un eje vertical. Sin esta capacidad el casco experimentaría graves movimientos.

Los componentes del sistema de anclaje pueden incluir:

- estructura ligada al casco y al SPM,
- conector rotatorio que permita el movimiento sobre su propio eje,
- cuerpo SPM y,
- una o más piernas de anclaje ligadas al cuerpo SPM.

Los SPM fueron divididos de acuerdo al sistema de anclaje, ya sea como anclas catenarias o un simple punto de anclaje:

SALM. En un simple sistema de anclaje con una sola pierna (SALM), el SPM está sujetado al lecho marino por un simple punto, usando una pequeña estructura jacket montada con una cabeza rotaria.

Una forma muy simple de SALM comprende una cadena vertical conectada a la base. La cadena queda tensionada y esencialmente vertical debido a las fuerzas de flote generadas por el tanque o por la cima de la cadena. Una alternativa de este sistema es la pierna-ancla, puede comprender un riser rígido, conectado a la base por una junta universal; el riser puede proveer flotabilidad que asiste en mantener el SALM en la superficie y también da protección a los risers de producción interiores.

⁷¹ Ronalds B.F., Lim E.F.H.: "Deepwater Production with Surface Trees: Trends in Facilities and Risers", artículo de SPE 68761 presentado en la conferencia de Aceite y Gas de Asia Pacífico en Jakarta, Indonesia, 17 al 19 de abril de 2001.

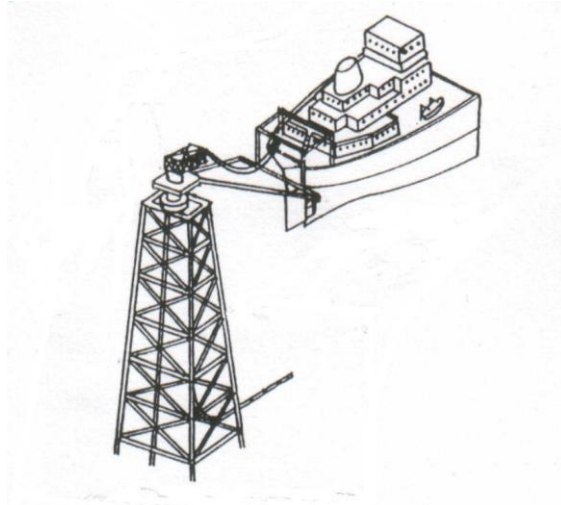


Fig. 3.2 FPSO anclado por un SALM.⁷²

CALM. El sistema catenario con pierna de anclaje (CALM) fué desarrollado en 1959. Comprende una boya somera que se mantiene en su posición por fuerzas generadas por un peso de un número de cadenas en forma de catenaria.

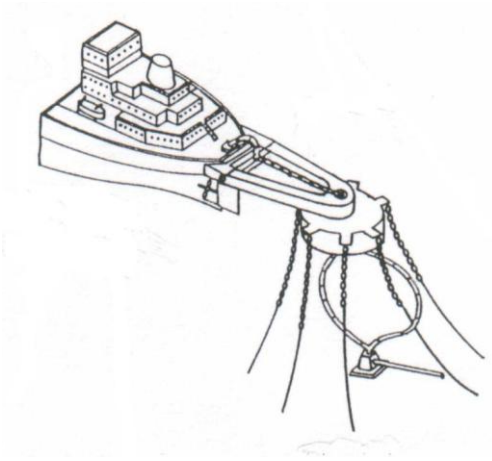


Fig. 3.3 Sistema FPSO CALM⁷³

Turrent. La última innovación que fue adoptada consiste en una gran boya en forma de Spar, llamada *turrent riser*. Está montada directamente en el buque, incluso dentro o externo al casco. Las turrent internas se han convertido en el más popular sistema de anclaje. Una nueva innovación es la turrent sumergible, que comprende una boya en forma de cono que encaja en una parte inferior del casco.

⁷² Ronalds B.F., Lim E.F.H. referencia 72.

⁷³ Ronalds B.F., Lim E.F.H. referencia 72.

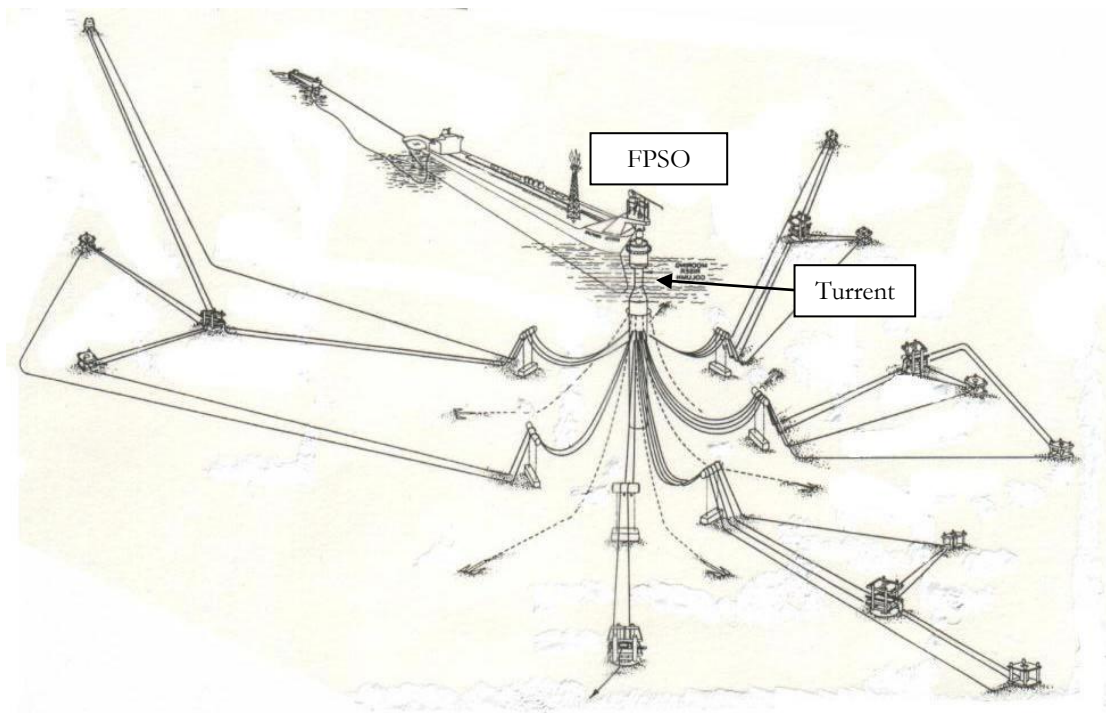


Fig. 3.4 FPSO con riser turrent.⁷⁴

Sistema de transferencia de fluidos.

El sistema de transferencia de fluidos generalmente incluye líneas y risers que ligan los pozos al cuerpo SPM, y un eslabón giratorio que permite la transferencia de fluidos al buque. Con un sistema de anclaje extendido, un eslabón giratorio es innecesario y los risers simplemente cuelgan.

Dependiendo de los requerimientos del campo, el sistema puede necesitar transferir al o desde el buque:

- Fluidos del pozo (prueba y producción),
- fluidos de inyección incluyendo gas, agua o químicos,
- utilidad y control de fluidos, incluyendo hidráulica y aire y,
- energía eléctrica, comunicación y señales de control.

Risers. La vasta mayoría de FPSOs tienen risers flexibles para resistir los movimientos del buque. Los risers flexibles típicamente comprenden capas de acero y plástico interrelacionadas con armaduras de acero que dan resistencia, y se arreglan en forma de catenaria.

Eslabón giratorio (Swivel). A menudo el fluido pasa a través de swivels. Cada swivel comprende un espacio anular por el cual los fluidos pasan. La pared interior del espacio anular es conectada al cuerpo SPM y queda estacionario, mientras la pared exterior conecta las tuberías en el buque y así rota con la nave, alrededor de la pared interna.

Muchos sistemas swivel pueden moverse libremente. Sin embargo, propulsores de popa son comúnmente incorporados para permitir el control en la cabeza.

⁷⁴ Ronalds B.F., Lim E.F.H. referencia 72.

Sistema de transferencia de cadena de arrastre. Un sistema de transferencia alternativa usa tecnología de cadena de arrastre. Los risers flexibles individuales son arreglados dentro de la cadena de arrastre. Los sistemas de cadena de arrastre requieren control rotacional activo, proporcionado por propulsores en proa y popa.

Número de pozos, risers y líneas de flujo articuladas. Los FPSO han sido adoptados para producir grandes y más complejos yacimientos con más pozos. El número de risers y líneas de flujo articuladas han sido manejados de varias maneras por el múltiple de válvulas en el lecho marino o por un SPM, de tal manera que el gasto de producción sea optimizado.

Buque.

Capacidad de almacenamiento. Existen importantes factores determinantes en la capacidad de almacenamiento del FPSO; estos son el ritmo de producción, el tamaño y la disponibilidad de extracción de los tanques.

Otros factores que pueden influenciar en escoger el tamaño del buque incluyen los volúmenes de producto fuera de especificación que requieren almacenamiento temporal, como almacenamiento de químicos, agua, arena, etc., y requerimientos de mantenimiento marino.

Diseño de la cubierta. Dos diseños de FPSO han evolucionado de diferentes fuentes: petroleros y naves de perforación.

Varias conversiones de FPSO son de buques petroleros. En la mitad de la nave tiene una respuesta óptima para poner el equipo de proceso sensible al movimiento. También puede ser un buen lugar para poner un SPM interno, para minimizar la excitación del sistema de anclaje y los risers.

Parámetros de campo.

Producción de gas. La aplicación simple del FPSO es producir, almacenar y descargar aceite. En recientes FPSOs, cualquier superávit de gas asociado fue venteado o quemado. Más, recientemente ese gas ha sido re-inyectado, con el fin de mantener o aumentar la presión en el yacimiento y en consecuencia, extender el factor de recuperación.

Tirante de agua. A la fecha, los FPSOs han producido en tirantes de agua que van desde 15 (m) hasta 1853 (m). los sistemas de anclaje y el diseño de risers presentan un reto en aguas someras y profundas. En aguas someras es difícil construir con suficiente flexibilidad para resistir los movimientos generados en estados extremos marinos. Cuando se produce desde grandes campos en aguas profundas, las corrientes y olas generan cargas que afectan al sistema de anclaje SPM.

El peso efectivo de los risers puede ser reducido adjuntado flotabilidad. Configuraciones adecuadas pueden incluir flotabilidad distribuida, arcos submarinos o torres de riser flotantes. La flotabilidad puede ser incluida en las líneas de anclaje. El primer uso de líneas de anclaje sintéticas fue para un FPSO; el Barracuda P34 en 1997 en Brasil.

Perforación e intervenciones. Los actuales FPSOs tienen la desventaja de la falta de capacidad de perforación. La distinción entre FPSOs y naves de perforación se vuelve cada vez más borrosa, varias de las nuevas naves de perforación actualmente tienen capacidad de almacenamiento y descarga; y pueden ser convertidas a FPSOs con la adición de instalaciones completas de procesamiento.



Fig. 3.5 FPSO Girasol (Angola 2001)⁷⁵

⁷⁵ Lanquentin B., “More Than 30 Years Experience With FPSO’s and Offloading Techniques”, Imagen del artículo de IPTC 10901.

3.3 SEMISUMERGIBLES.

El primer semisumergible apareció en 1962. Inicialmente fueron construidos para operaciones de perforación, sin embargo, también se utilizaban para instalación. Las semisumergibles tienen movimientos lentos en operación, pueden soportar un gran número de risers y son capaces de combinar servicios de producción con perforación y servicios de intervenciones. También son adecuadas para un amplio rango de profundidades de agua y ambientes.

Han evolucionado de simples buques de perforación usados como sistemas de producción temprana (EPS) o para campos marginales en aguas someras, a recientes unidades para aguas ultraprofundas y grandes acumulaciones de aceite y gas.

Configuración del casco.

Un semisumergible comprende una cubierta soportada por columnas verticales con un número determinado de pontones. El buque comúnmente flota por los pontones; en el campo, los pontones son sumergidos por lastrado de manera que las columnas atraviesan el plano de agua. Un buque puede ser configurado para dar muy buenas características de movimiento.

En particular, pontones grandes generan masa añadida considerable que, combinada con el pequeño plano de agua de las columnas, dan un periodo natural fuera de la región de la ola de energía, pero tienen estabilidad estática relativamente baja por su alto centro de gravedad.

Una variación es la serie Pentágono. Esta semisumergible tiene cinco columnas, cada una con un ponton circular; es una estructura compleja con numerosos tirantes interconectados entre las columnas, cubierta y pontones.

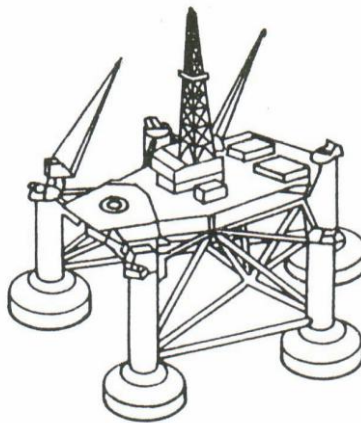


Fig. 3.6 Semisumergible Pentágono.⁷⁶

Todas las semisumergibles a la fecha, con el propósito de producción, son de cuatro columnas.

⁷⁶ Lim E.F.H., Ronalds B.F.: "Evolution of the Production Semisubmersible", artículo de SPE 63036 presentado en la conferencia técnica anual en Dallas, Texas, 1 al 4 de octubre de 2000.

Risers

El sistema de transferencia de fluidos ligado al lecho marino y a la cubierta puede tomar varias formas, incluyendo: risers flexibles, risers rígidos, risers híbridos y risers catenarios.

Semisumergibles de producción tempranas utilizan sistemas de risers rígidos tensionados. Jumpers conectan los risers a las tuberías en superficie y son comúnmente una junta flexible en la base.

Una desventaja es que la producción se para cuando las condiciones ambientales no son favorables y los risers son regresados usando una grúa. Otra desventaja está en el número de risers que pueden ser colocados en el semisumergible y el sistema de compensación necesario para soportarlos.

Los risers flexibles son la solución más común para sistemas de producción flotantes. Este tipo de risers pueden colgarse en el borde de la cubierta. Este arreglo permite acomodar un gran número de risers y umbilicales. Los risers algunas veces ligan la semisumergible a los pontones. Los risers flexibles tienen la gran ventaja de ser capaces de permanecer conectados y en operación durante condiciones adversas, por su capacidad de resistir grandes movimientos relativos. Sin embargo, tienen algunos inconvenientes. Su complejo perfil en capas los hace caros, e introducen limitaciones en el diámetro máximo, presión y temperatura de fluido y composición.

Diseño de lecho marino

Los sistemas de riser rígidos deben de estar unidos con árboles superficiales y submarinos. En cada sistema, alguna forma de templete, múltiple de válvulas u otro punto de conexión para el riser vertical se requiere en el lecho marino directamente bajo el semisumergible.

Como las semisumergibles son capaces de soportar un número significativo de risers, es a menudo factible tener cada pozo con su propio tieback.

Anclajes.

Las semisumergibles son generalmente ancladas de forma catenaria. Las líneas de anclaje pueden ser tanto de cadenas, como de una combinación de cadena/cable y poliéster. El número de líneas de anclaje usadas va desde 8 a 16 dependiendo de las condiciones ambientales y el desplazamiento de la plataforma. En aguas ultra profundas, los sistemas de catenaria cadena/cable se vuelven muy pesados.

Los anclajes de poliéster han sido desarrollados como una alternativa para sistemas en aguas ultra profundas. La línea de anclaje en un sistema de pierna tensa es arreglada con un ángulo pronunciado en comparación con la catenaria. El uso de poliéster da un peso bajo en el agua comparado con la cadena y cable, y también con adecuadas propiedades elásticas para un sistema de anclaje tenso. A diferencia de anclajes catenarios, donde las anclas se arrastran, un sistema de pierna tensionada requiere un punto de conexión fijo al lecho marino que pueda resistir las fuerzas de levantamiento.

Tirante de agua.

Las semisumergibles han sido instaladas en tirantes de agua que van desde aguas someras de 72 (m) a aguas más profundas de 1360 (m) (Roncador P36, Brasil). Un número considerable de semisumergibles están en tirantes de agua de alrededor de 100 (m), que tienen producción relativamente baja, esto indica que las semisumergibles son una solución rentable para campos pequeños o medios con tirantes de agua moderada.

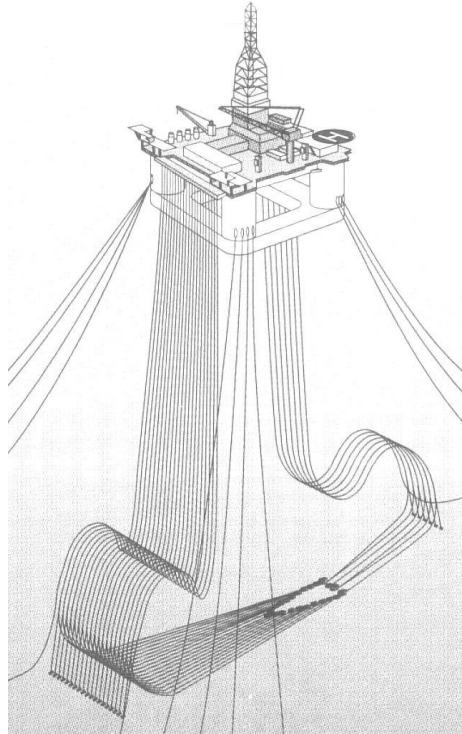


Fig. 3.7 Diseño submarino.⁷⁷

3.3.1 *COMPARACIÓN DE SEMISUMERGIBLES Y FPSOS*

Otros conceptos con cascos flotantes han evolucionado desde que la primer semisumergible fué instalada en 1975, nombrados, los FPSO, Spar y TLP. Hasta la fecha los FPSOs y semisumergibles son las configuraciones más comunes.

Ciertamente una primera ventaja del FPSO es su sustancial capacidad de almacenamiento de aceite, haciéndolo ideal para campos remotos. Los pontones de algunas semisumergibles dan limitada capacidad de almacenamiento.

⁷⁷ Lim E.F.H., Ronalds B.F. referencia 77.

Los FPSOs también tienen una gran cubierta y capacidad de carga, dando más seguridad y un diseño conveniente del equipo topside, dando versatilidad para conversiones, mejoras y sobretodo re-uso.

Una ventaja de las semisumergibles, son los cascos, que contienen menos acero que los FPSOs, y sus costos de fabricación por tonelada son bajos en comparación con los FPSOs.

Una característica importante de las semisumergibles es que se pueden acomodar más risers y umbilicales que en los FPSOs, con los FPSOs, los anclajes, risers y umbilicales deben converger a un solo punto, la torre. Actualmente el mayor número de risers y umbilicales soportados por una torre de FPSO es de 47. Esta es una ventaja de las semisumergibles para campos grandes en aguas ultraprofundas, donde el gran diámetro de los risers flexibles son imprácticos.

Las semisumergibles también perforan e intervienen pozos, a diferencia de los FPSOs que necesitan una conversión para hacer este tipo de tareas y por último, las semisumergibles tienen mejor respuesta al movimiento.

3.4 SPARS

Un Spar es un buque cilíndrico anclado con catenarias que minimizan los movimientos. El concepto es un competidor económico con otros diseños para aguas profundas como las torres compliant o las TLPs. La capacidad de almacenamiento de aceite y de gas de la Spar, la hace particularmente aplicable para áreas remotas donde la infraestructura de tuberías no está disponible. Permite terminaciones de superficie de pozos productores o inyectores, y la intervención directa del pozo.

Las estructuras tipo Spar han sido ampliamente reconocidas como estructuras flotantes estables con movimientos relativamente pequeños inducidos por las olas. Las Spar tiene la capacidad de re-posición, esto se logra manipulando las líneas de anclaje. Los pozos pueden ser perforados, terminados y puestos a producir sin recuperar el riser de perforación. Cuando la producción del campo llega a su límite económico, el sistema entero puede ser llevado a un nuevo lugar y ser reutilizado, lo que puede ahorrar costos en infraestructura para otros campos.

Este tipo de estructuras tienen un diámetro uniforme con un cuadro en el centro para acomodar los risers de producción. Los tanques en la sección superior actúan como boyas y los tanques del fondo actúan como anclas; estos tanques localizados en el centro de gravedad debajo del centro de la boya, maximizan la estabilidad. Con estas excelentes características de movimiento vertical, las Spars soportan los arboles superficiales con sólo una catenaria de sistema de anclaje.

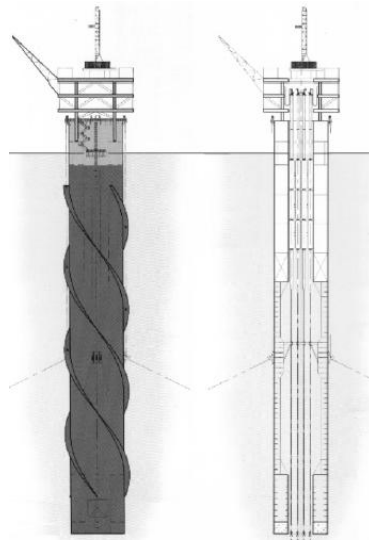


Fig. 3.8 Spar clásica.⁷⁸

Tres características de la Spar son esenciales: pequeños movimientos, el protector de la bahía del pozo y el sistema de anclaje activo.

Bahía del pozo.

Es una cubierta en forma de bodega. El diseño incluye 32 ranuras, arregladas en centros de 10 pies, en cuatro filas de 8 ranuras cada una. Estas ranuras pueden ser usadas para acomodar los risers de producción, risers de inyección o risers de exportación.

Risers de producción

Similar a varios diseños de risers de producción de TLPs, los risers de producción de la Spar están montados en tuberías de tamaño estándar, como 9 5/8 de pulgada en el casing, e incluyen una junta en el fondo. Los risers de producción están protegidos de olas y corrientes superficiales, pueden ser tensionados por módulos flotantes en lugar de tensionadores mecánicos. Sin embargo, las interacciones entre los risers y la quilla (pieza de madera o hierro, que va de popa a proa por la parte inferior del barco y en que se asienta toda su armazón) de la Spar deben ser minimizados.

Los movimientos de la Spar resultan de deslocalizaciones impuestas por las manipulaciones de la línea de anclaje y las rotaciones debidas a las fuerzas ambientales. Cada línea de anclaje debe minimizar estos movimientos mientras los risers deben de estar conectados a su respectiva cabeza del pozo.

⁷⁸ Ronalds B.F., Lim E.F.H. referencia 72.

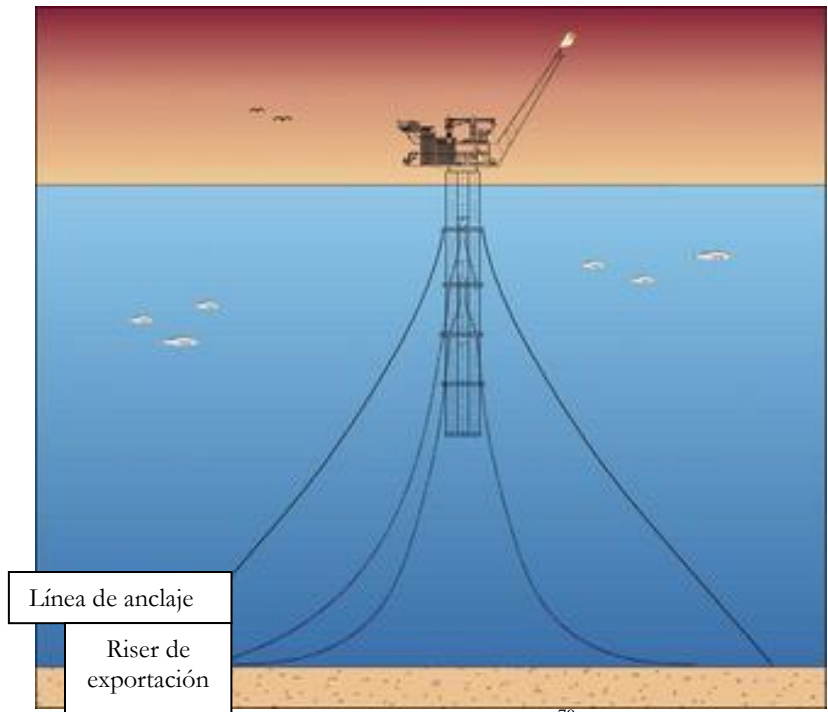


Fig. 3.9 Plataforma Spar⁷⁹

⁷⁹ Imagen de artículo de Offshore Magazine, Volumen 65 Issue 4, Abril 2005.

3.5 TLPs

Plataformas de patas tensionadas (TLPs). Han sido usadas exclusivamente como plataformas de producción y perforación. Como una semisumergible, la TLP tiene columnas y pontones. Los subsistemas TLP de más preocupación en el movimiento a profundidades grandes son los anclajes y los risers.

El casco está atado al lecho marino por tendones verticales que restringen los movimientos. El exceso de boyas del casco mantiene los tendones debidamente tensionados. Las boyas también proveen fuerzas que actúan en contra de los movimientos horizontales, actuando como un péndulo invertido.

Los cascos de TLP se asemejan a las configuraciones de cascos de las semisumergibles; en cuanto al requerimiento de proveer suficientes boyas para soportar lo siguiente: el mismo casco, el peso del topside, la tensión en la cabeza del riser y los tendones tensionados.

El sistema de anclaje tensionado casi elimina el movimiento vertical, permitiendo la adaptación de técnicas de plataforma fija de perforación y producción. Al mismo tiempo, la flotabilidad del casco y el sistema de anclaje reducen drásticamente el costo en cuanto al tirante de agua. Lo que no restringe su instalación en diversos tirantes de agua por sus altos costos.

Comparados con otros tipos de estructuras flotantes, tales como FPSOs y semi-plataformas, las TLPs ofrecen un incremento en la estabilidad que provee la ventaja de cabezas de pozo secas.



Fig. 3.10 TLP por computadora.⁸⁰

⁸⁰ Imagen de *Offshore-Magazine*, Volumen 63, Octubre de 2003.

La función principal de una TLP de producción es soportar los “árboles de navidad” para la producción necesaria en una cubierta estable por arriba de la superficie del agua. Esto permite mantenimiento convencional del pozo y ajuste sin intervención submarina o árboles submarinos de control remoto.

Para algunos campos, podría ser más ventajoso reducir la carga de la TLP a lo esencial. Esto incluirá a los risers y árboles, un pequeño equipo de intervención, sólo el equipo esencial de proceso y una pequeña cuadrilla.⁸¹

El sistema de un pozo de una TLP incluye una cabeza de pozo submarina a la cual el casing del riser de producción es sujetado, una sección cónica de transición, que minimiza el estrés en la base del riser, el casing de producción con juntas integrales y un sistema de tensionamiento para soportar el riser.

Sistema tieback. La base del riser de producción está conectada a la cabeza submarina por la primera reducción del riser. Esta conexión resiste cualquier tensión aplicada por los tensionadores del riser y transmite momentos de flexión desde el riser a la cabeza sin que se sobrecargue o fatigue.

Junta de transición. Una sección de transición es instalada entre el tieback y las juntas del casing del riser para minimizar el estrés y la fatiga.

Opciones del sistema de riser. Las más importantes opciones son, elegir el material para el casing y el material de diseño de interfaz de la cima. La interfaz del fondo también incluyen opciones de diseño, pero su efecto en la TLP es menos dramático.

Selección del material. Los materiales disponibles para el riser son: acero, para casing convencional; acero con flote; espuma sintética, que se coloca alrededor del riser para distribuir y reducir mejor la tensión de la cima; titanio, para ahorrar peso y tensión en la cima, mejorar flexibilidad, y prevenir corrosión; y los compuestos: la fibra de carbono y fibra de vidrio para reducir el peso y la tensión de la cima, mientras mejoran flexibilidad y resistencia a la corrosión.

Interfaz de la cima. La interfaz de la cima tiene un impacto crítico en el diseño de la cubierta y el diseño del buque de la TLP. La preocupación general es como aplicar la tensión de la cima necesaria para evitar el buckling (alabeo del riser) y para resistir cargas laterales. Las opciones de la interfaz de la cima incluyen: tensionadores hidroneumáticos convencionales; tensionadores elastomericos funcionalmente similares al hidroneumático, pero con un diferente mecanismo; montaje resistente en la cubierta de la TLP con una junta similar a la de la interfaz del fondo. El equipo de tensionadores convencionales minimiza cargas dinámicas en la estructura de la cubierta. Los tensionadores elastomericos reducirán preocupaciones de seguridad eliminando la alta presión del equipo en el pozo.

⁸¹ Robert Copple, Dave Kalinowski, Dave Schwartz, “Buoyant leg structure alternative to Spar, TLP”, artículo de Offshore Magazine, Volumen 62, Mayo de 2002.

La siguiente imagen muestra las partes de una TLP basado en estándares API (American Petroleum Institute), ésta es la base de este tipo de plataforma para diseños posteriores.

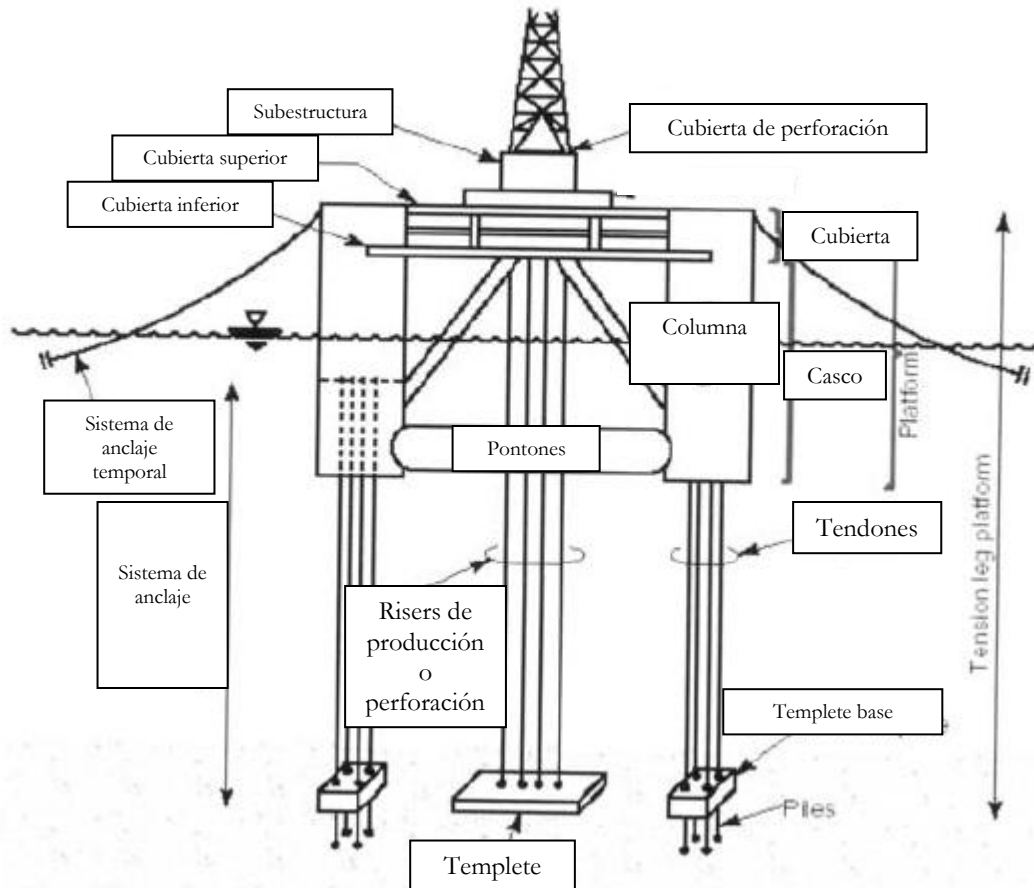


Fig. 3.11 Terminología de una plataforma TLP (API).⁸²

⁸² Subrata, Chakrabarti, "Handbook of Offshore Engineering, vol. 1", capítulo 7.

3.6 TIEBACKS

Los sistemas tieback permiten, a los pozos perforados con equipo submarino desde un buque, ser atados a una plataforma fija y completados con equipo estándar de terminación. Los pozos al ser terminados son atados a la plataforma de producción para que comience a producir.

Existen una serie de pasos que se deben de hacer para colocar un sistema tieback. Primero se debe instalar el conductor de diámetro externo de 20 pulgadas; este conductor se coloca en la cabeza del pozo y éste se extiende hasta la plataforma a través de guías de conductor. El tubing es centralizado dentro de las guías del conductor. El adaptador tieback de 20 pulgadas es una parte importante del sistema tieback. Existen dos tipos de adaptadores tieback: el adaptador tieback estándar y adaptador tieback externo de bloqueo. El adaptador estándar es un tipo embudo que mira hacia abajo que alinea al tieback con el housing de la cabeza del pozo.

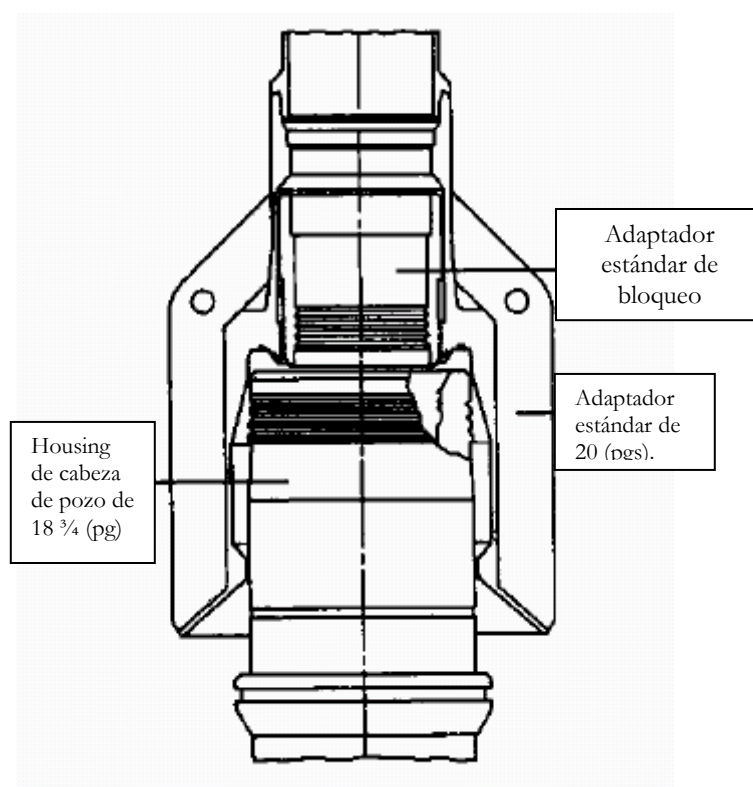


Fig. 3.12 Adaptador estándar tieback de 20 pies.⁸³

Una vez que el conductor externo de 20 (pg) se instala, el casing interior y el tubing son instalados, entonces el pozo se puede poner a producir.

Los sistemas tieback se usan en todo el mundo y generalmente se usan con TLPs.

Uno de los pasos más críticos cuando se establece un sistema tieback a la cabeza del pozo submarina es la instalación del conductor exterior de 20 pulgadas.

⁸³ Griffith D.L.: "Analysis Techniques for Offshore Platform Tieback Systems", artículo de SPE 11746 presentado en la reunion regional en Ventura, California, Marzo 23 al 25 de 1983.

Cuando el conductor externo se coloca en la cabeza del pozo, el casing es sujeto al equipo de terminación. La producción comienza, presentado diferentes condiciones de carga. Durante la producción, grandes fuerzas compresivas son aplicadas al conductor de 20 pulgadas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas del equipo de terminación y tubing de producción que están siendo llevadas a través de conductores externos.

Normalmente, dos o tres sartas de TR son sujetadas con diámetros grandes de 20 pulgadas hasta diámetros pequeños de 10 3/4, 9 5/8, ó 7 pulgadas. El tieback de 20 pulgadas con los centralizadores sujetados, y la herramienta tieback son diseñados como un sistema interrelacionado. Estos componentes deben estar coordinados para superar el desalineamiento angular entre el sistema guía tieback y la cabeza del pozo.

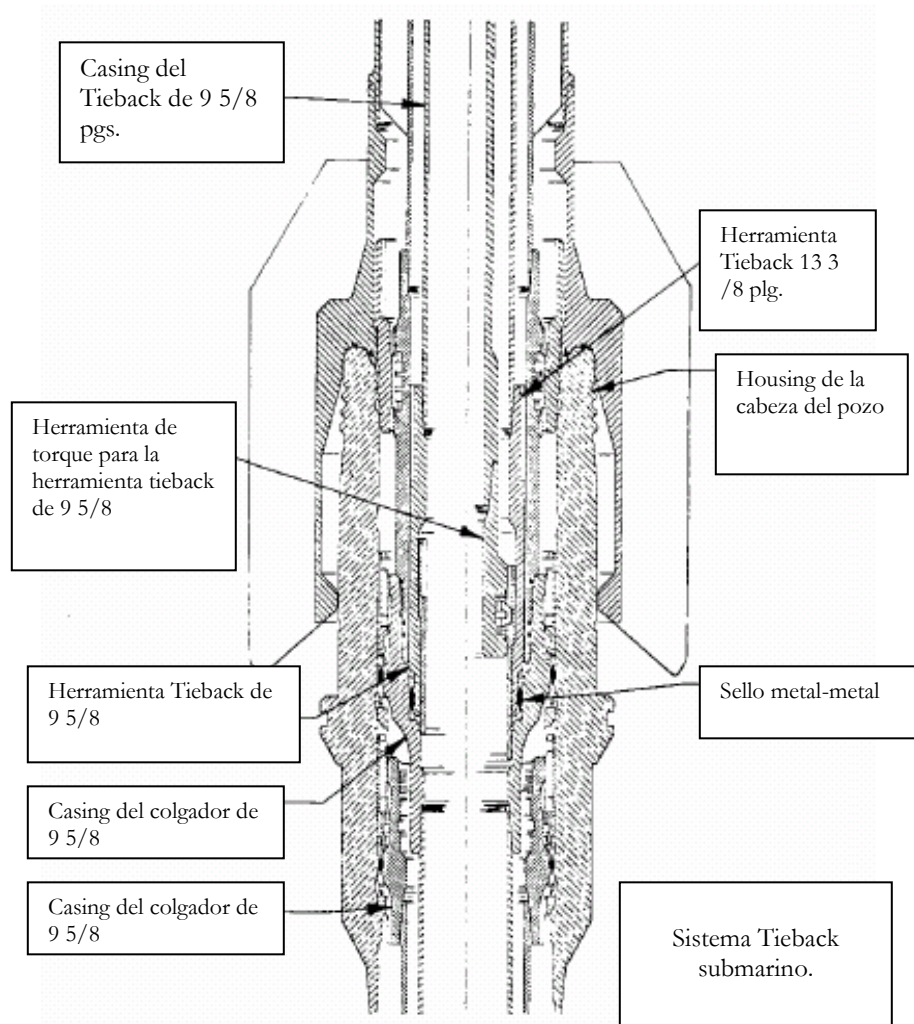


Fig. 3.13 Sistema tieback en cabeza del pozo submarino.⁸⁴

⁸⁴ Reimert Larry E., "A System for Tieback Of Subset Wells to Fixed Platforms", artículo de SPE 08314.

Tiebacks. En una configuración alternativa, el conductor puede comenzar en el lecho marino con el sistema de suspensión mudline colgando del casing. El pozo es atado a la cima de las instalaciones, reconectando los casings a la cabeza en el lecho marino. Para jackets y torres compliant, el conductor tieback comúnmente se usa de 20-26 pg de diámetro en la columna de agua para dar suficiente fuerza y rigidez.

Los risers en las TLPs y Spars difieren considerablemente de los sistemas tradicionales en que éstos resisten las cargas ambientales y por el propio peso. Los risers son diseñados en la cima para soportar su peso y resistir la carga de las olas y las corrientes. Con este modo de soporte, es ventajoso minimizar el peso y tener baja rigidez para reducir el desarrollo de momentos de curvatura. Así los tiebacks son usados en TLPs y Spars para todos los pozos, con casing de diámetro exterior de 9 5/8 (pg).

Tiebacks Largos.

Los campos en aguas profundas se caracterizan por las bajas temperaturas; para evitar pérdidas de calor, las líneas son normalmente aisladas para evitar la formación de ceras y aumentar el tiempo disponible de enfriamiento. Los diferentes requerimientos considerados para el diseño de las líneas de flujo dan lugar a limitaciones técnicas si se aplican a largos tiebacks en aguas profundas. Estos problemas se refieren principalmente al desarrollo del material de aislamiento, la fabricación y las técnicas de instalación.

Con tiebacks largos, la proporción de pérdidas por fricción en la caída de presión general del sistema también crece. Incrementar el diámetro interior de la línea puede ser una solución. Los tiebacks largos también generan altas pérdidas de calor. Otro efecto secundario de estos tiebacks es debido a la longitud, entre más largos se necesita más tiempo de enfriamiento.

La arquitectura de línea simple trae ventajas, como la reducción en el número de tuberías instaladas. Por otro lado, inconvenientes pueden surgir del uso de grandes diámetros de líneas, llevando a problemas de instalación en aguas ultra-profundas.

Una manera de extender la longitud del tieback es el uso de mejores materiales de aislamiento, aunque es costosa.

El desarrollo de tiebacks largos satélites a través de métodos convencionales puede llevar a instalaciones con altos CAPEX, OPEX. Alternativas para lograr tiebacks largos pueden ser el uso de una simple línea de producción, o un criterio de diseño de temperatura para evitar el depósito de ceras e hidratos.⁸⁵

⁸⁵ Bonissel Marc, Abrand Stephanie, Fabrice Bacat, "Longer subsea tiebacks: the challenges ahead", artículo de Offshore Magazine, Volumen 65, Octubre de 2005.

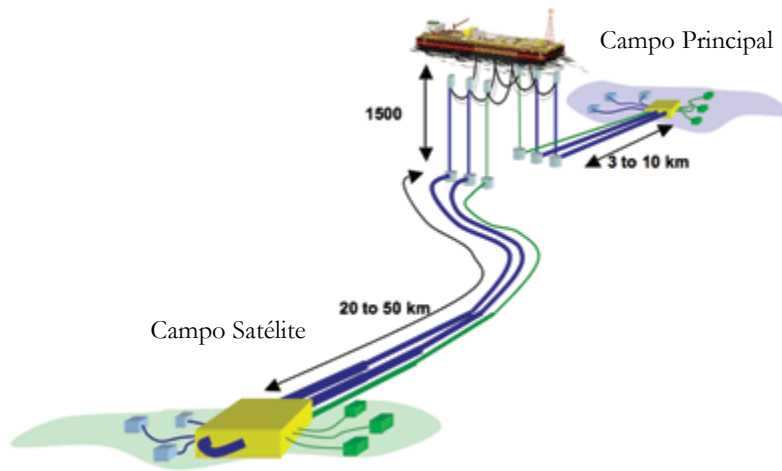


Fig. 3.14 Ejemplo de tieback satélite.⁸⁶

⁸⁶ Bonissel Marc, Abrand Stephanie, Fabrice Bacat, referencia 86.

Capítulo 4

Aplicaciones de campo

Capítulo 4

Aplicaciones de campo

Finalmente, en este último tema unificaremos todos los capítulos anteriores, con el fin de analizar puntualmente las aplicaciones en cada campo de cada una de las tres regiones más importantes del mundo para la extracción de gas y petróleo; como son el Golfo de México, el Mar del Norte y las aguas profundas de Brasil.

Por el Mar del Norte, localizado al norte de Noruega, está el campo Tordis, un campo en declinación como la mayoría de los campos en esa zona de aguas profundas, pero de gran importancia en la producción de crudo ligero. Se usa un método de recuperación secundaria como lo es la inyección de agua, una bomba multifásica y un módulo de separación para el manejo de arena. Tordis fue uno de los primeros proyectos en usar módulos de separación, ya que el tirante de agua no es tan grande y toda la producción es enviada a una plataforma “huésped”, eliminando la necesidad de instalaciones de superficie cercanas al pozo, usando largos tiebacks.

Del lado de las aguas profundas de Brasil, está el campo Roncador, un campo que está produciendo de manera considerable. Este proyecto fue todo un reto para Petrobras, es uno de los más profundos no sólo de Brasil sino del mundo.

Se usaron técnicas de aseguramiento de flujo, como el uso de calentadores, ya que los largos tiebacks causan bajas de temperatura y bloqueos por ceras o hidratos; y se introdujo por primera vez un sistema de líneas de flujo en forma de anillo que tiene el fin de ahorrarse costosos risers; y la técnica del péndulo para colocar instalaciones submarinas con el fin de evitar la resonancia marina que se explica más adelante.

Por último, el campo Na Kika localizado en la parte norte del Golfo de México, del lado estadounidense. Desafortunadamente del lado mexicano no existe a la fecha algún campo en aguas profundas o ultra profundas, así que el ejemplo más representativo está en el norte del Golfo de México. Es el segundo en el mundo más profundo anclado.

Otro gran proyecto que enfrenta grandes retos de aseguramiento de flujo por sus largos tiebacks de hasta 26 millas de largo. Tiene la peculiaridad de que toda la producción de los campos es llevada a una plataforma anclada permanentemente para el procesamiento del gas y aceite.

Otro aspecto importante de este proyecto, son sus terminaciones inteligentes en cuatro pozos, lo que permite llevar a cabo pruebas de incremento sin cerrar el pozo, por que se cierran zonas ya sea por que producen grandes cantidades de arena o agua y se abren otras para no diferir la producción y evitar intervenciones a los pozos que son costosas.

Se verán aplicaciones de las tecnologías descritas anteriormente, tipo de aceite, tipo de terminación de pozos, geología del yacimiento, profundidad del yacimiento, costos, tirante de agua, si los pozos son fluyentes o se utiliza un sistema artificial de producción o tipo de instalaciones de producción, producción de aceite y de gas, etc.

4.1 CAMPO TORDIS, NORUEGA

4.1.1 Características del Campo Tordis

El campo Tordis está localizado en el Mar del Norte, Noruega; comprende el este de Tordis, sureste de Tordis y los yacimientos Borg; es operado por la compañía StatoilHydro con un tirante de agua de 200 metros. Fue descubierto en el año de 1984 por StatoilHydro, la producción empezó en 1994 con siete pozos satélites terminados conectados a un múltiple de válvulas; de éstos siete pozos, seis son de producción y el restante es de inyección de agua. La presión de separación es de 200 (bar) [2900 (lb/pg²)], la presión en la cabeza del pozo es de 5000 (lb/pg²) y el diámetro exterior es de 11 (pg) en el casing.

El volumen de aceite recuperable fue estimado en 200 MMbls.



Fig. 4.1 Localización del Campo Tordis, Mar del Norte.⁸⁷

Una de las más importantes compañías que han entregado tecnología es FMC; el múltiple de tuberías fue instalado durante el cierre del campo en el verano del 2006; el árbol de inyección de agua fue instalado a principios del 2007 y el sistema de separación, bombeo e inyección en el verano del 2007 (Módulo SSBI).

FMC puso en operación instalaciones de separación, para que después de separar los fluidos hidrocarburos del agua, una bomba envíe el agua producida al árbol de inyección que la va a desplazar a un yacimiento no-hidrocarburo; para lograr un empuje y que el aceite alcance el radio de drene y pueda ser producido; aumentando de esta manera el factor de recuperación y al mismo tiempo disminuir la contrapresión en los tiebacks.

⁸⁷ Imagen de www.statoilhydro.com

Se instalaron dos templete de cuatro ranuras que fueron conectados: el templete de producción (templete J) y el templete de inyección (templete K). La producción del templete J es del este de Tordis y comenzó en 1998, y el templete J empezó en 2000.

Tiene más de veinte años de producción, se han producido 270 millones de aceite. En la actualidad el campo tiene nueve pozos productores y seis inyectoras, en el inicio el gasto fue de 24000 (bpd) pero ha declinado hasta llegar a 13000 (bpd) de aceite y 36000 (pies³/d) de gas, con la inyección de agua para mantener la presión.

Con las mejoras hechas en la infraestructura del campo, el factor de recuperación en el campo Tordis se espera que se incremente de 49% a 55% (en aproximadamente 35 millones de barriles).

4.1.2 Estado del arte del Campo Tordis

Descripción del sistema.

Múltiple de Tuberías en Línea (PLIM). Fue instalado en el verano del 2006 para interconectar líneas de flujo desde el múltiple de válvulas submarino a la plataforma Gulfaks C permitiendo el re-direccionamiento de la corriente a Gulfaks C a través de la estación de separación. El PLIM permite el completo desvío de la separación submarina Tordis.

Árbol de inyección de agua. Es un simple árbol de navidad que tiene una válvula de 12 (pg) de d.i. Un tapón de árbol interno convencional está instalado en una sección vertical de entrada del árbol permitiendo trabajos de intervención al pozo. El agua re-inyectada es bombeada a través del árbol de navidad a través del casing de 13 5/8 (pg) directo al yacimiento de agua Utsira. Este es un yacimiento no-hidrocarburo a temperatura ambiente.

Estación de Inyección y Separación Submarino (SSBI)

Módulo SSBI. Para lograr un aumento de la producción; a partir del módulo SSBI; el fluido del pozo se lleva por el módulo de separación. Éste módulo contiene una entrada al ciclón que separa el gas, desviando el gas a una tubería por fuera del tanque, para minimizar el tamaño requerido del tanque de separación. La separación es a partir de la gravedad del gas remanente, agua, aceite y arena en el tanque.

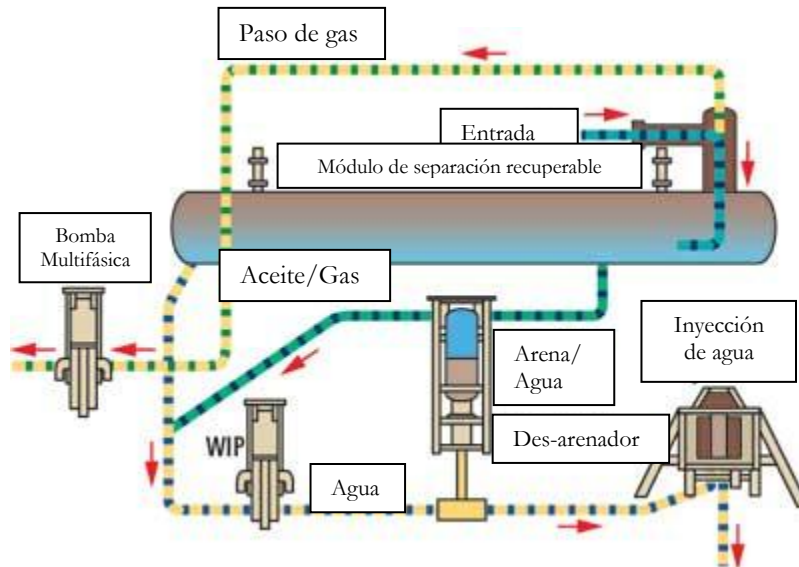


Fig. 4.2 Esquema del módulo de procesamiento submarino.⁸⁸

Dentro del separador, hay un sistema eliminador de arena que se compone de un sistema de boquillas para limpiar la arena y después mezclarla con agua para crear un lodo que después es bombeado por el pozo inyector al yacimiento Utsira. El árbol de inyección de agua tiene una válvula de 12 (pg) y un casing de 13-5/8 (pg). Se manejan 500 (kg) de arena diarios, con un volumen de agua producida de 150000 (bl) por día y una producción de aceite de 75000 (bls). El aceite y gas remanentes en el tanque de separación son re-mezclados y bombeados a través de una bomba multifásica a la plataforma Gulfaks C. Ésta estación se instaló en octubre de 2007.

La estación de separación está conformada por:

1. *Estructura de fundación y múltiple de válvulas.* Esta estructura soporta el múltiple, el módulo de separación y todos los demás componentes. Tiene cuatro anclas para elevación. El módulo del múltiple es la conexión de las líneas de flujo por el sistema de conexión Rovcon e interconecta varios módulos.
2. *Módulo de separación.* Los fluidos de los pozos son llevados al tanque de separación. La entrada en el ciclón del separador hace la primera separación donde la mayoría del gas es separado y llevado a una tubería separada del tanque. El agua remanente, aceite y gas son separados por el principio de gravedad dentro del tanque. El agua es la parte pesada que es bombeada por una bomba de inyección de agua directamente al yacimiento Utsira a través del árbol de navidad. El aceite y el gas se re-mezclan, y se bombean con una bomba multifásica a la plataforma Gulfaks C. Éste módulo de separación es recuperable como una unidad separada.
3. *Sistema de eliminación de arena.* Cualquier depósito de arena llega al fondo del tanque de separación. Tiene sistema de separación con toberas diseñadas especialmente para lavar

⁸⁸ Fantoft, F and T. Hendriks, J. Elde, "Technology qualification for the Tordis subsea separation system, boosting and injection system," artículo de OTC 17981, OTC, Houston, 1 al 4, Mayo 2006.

por ciertos intervalos la arena. Y puede ser re-inyectada con el agua o re-mezclada con el aceite para bombearla a la plataforma Gulfaks C.

4. *Bomba de inyección de agua y bomba multifásica.* Es un sistema estándar de bomba Framo, la cual se maneja con un motor eléctrico el cual es energizado por un cable desde Gulfaks C. Se puede recuperar por una herramienta separada de la bomba.
5. *Medidores multifásicos.* La estación de separación submarina está equipada con dos medidores de flujo multifásico que medirán la composición del flujo para preparar la configuración del sistema de separación. Un sistema de monitoreo del nivel está instalado en el tanque de separación para monitorear las interfaces del agua, aceite y gas, que proveerá la velocidad de entrada de bombeo del agua y la velocidad de la bomba multifásica.



Fig. 4.3 Estación de separación submarina está equipada con dos medidores multifásicos.⁸⁹

6. *Umbilicales.* La estación de separación, elevación e inyección recibe energía, señales eléctricas e hidráulicas a través de un par de umbilicales de 7 (millas) [12 (kilómetros)] desde Gulfaks C; un umbilical es de control y el otro es el que manda las señales eléctricas. Fueron diseñados bajo la supervisión de Framo Engineering (umbilical de alto voltaje) y FMC Technologies (umbilical de control).

⁸⁹ Imagen de www.offshore.technology.com

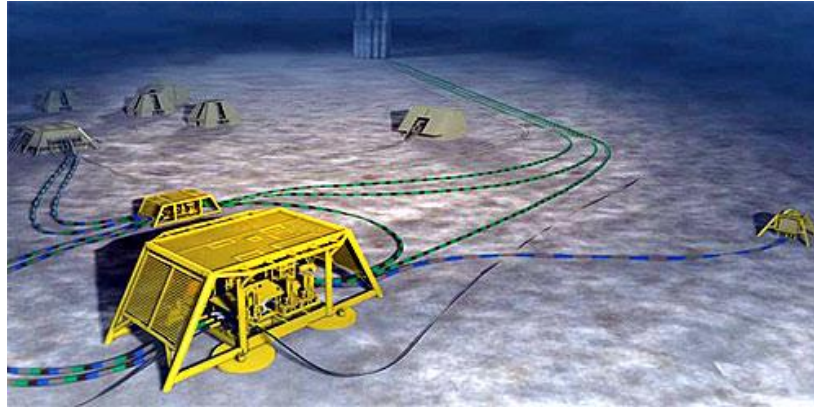


Fig. 4.4 Los descubrimientos en el campo Tordis han sido desarrollados con instalaciones submarinas que se ataron a la plataforma Gulfaks C.⁹⁰

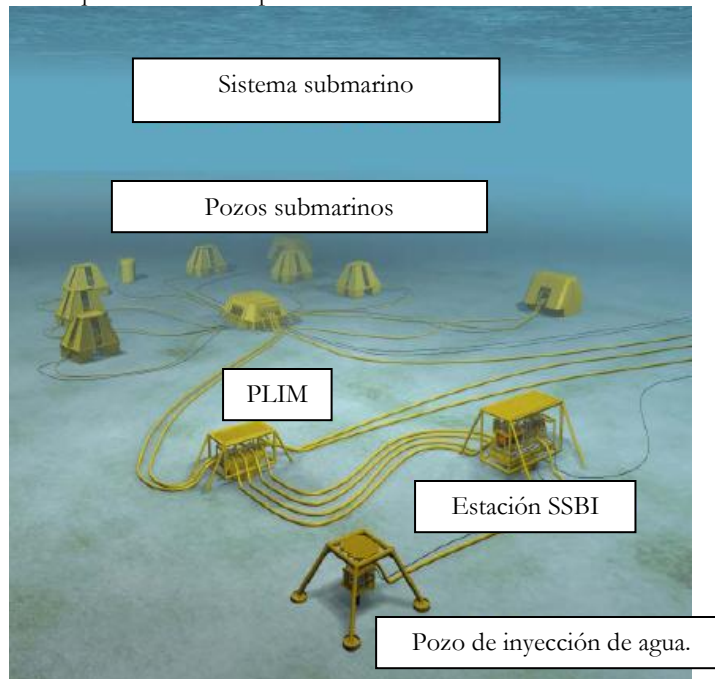


Fig. 4.5 Diseño submarino de Tordis.⁹¹

En diciembre de 2005, Statoil recibió la aprobación del gobierno para su proyecto de recuperación mejorada de aceite (IOR). Es un proyecto con un costo de \$285 millones de dólares. El proyecto IOR incluye: reducir la presión en la cabeza del pozo para incrementar la producción, incrementar la capacidad de transporte por la separación y eliminación de arena de la corriente del pozo, inyectar agua y arena a la formación productora.⁹²

Está compuesto del PLIM, árbol de inyección de agua, umbilicales de 10 (pg) de d.i. y la estación SSBI.

⁹⁰ Imagen de www.offshore-technology.com

⁹¹ Imagen de www.offshore-technology.com

⁹² Fantoft, F and T. Hendriks, J. Elde, "Technology qualification for the Tordis subsea separation system, boosting and injection system," artículo de OTC 17981, OTC, Houston, 1 al 4, Mayo 2006.

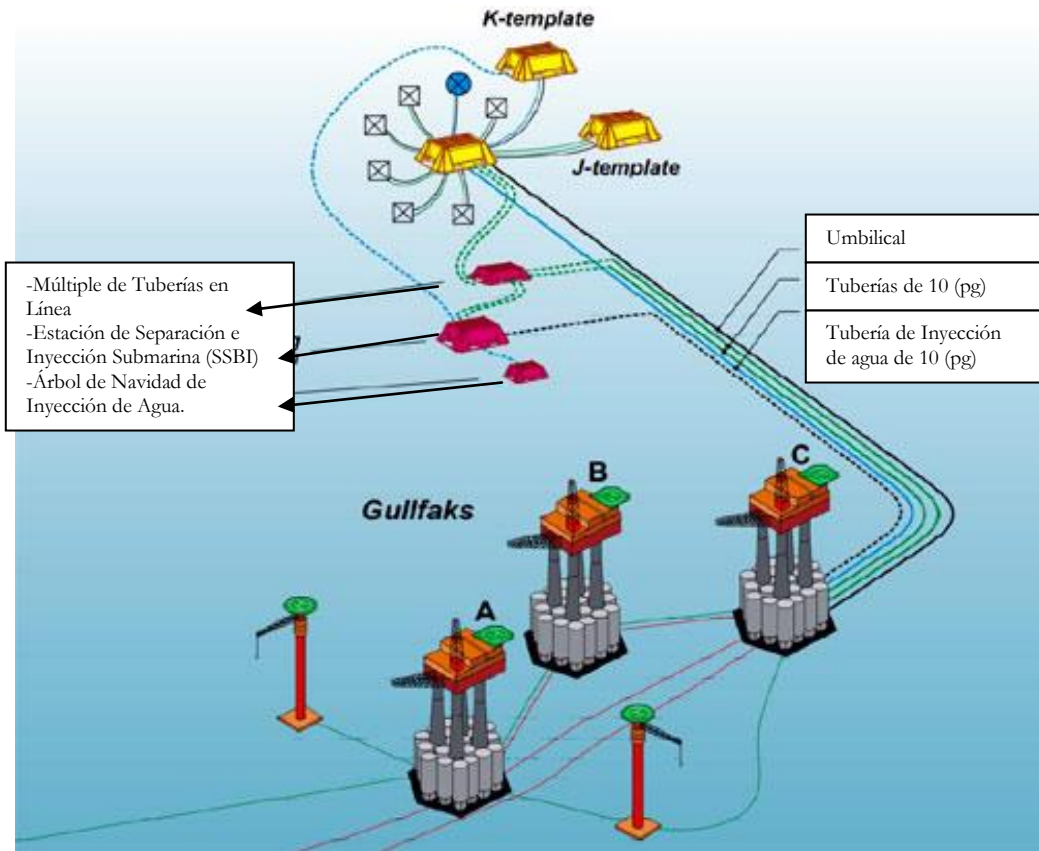


Fig. 4.6 Diseño del proyecto de Recuperación Mejorada de Aceite (IOR).⁹³

Como se puede ver en el diseño, toda la producción de aceite y gas se manda a través de líneas de flujo de 10 (pg) hacia Gulfaks C, por ser la plataforma más cercana, para su almacenamiento y procesamiento. Todo el control y monitoreo se hace desde ésta plataforma.

⁹³ Imagen de www.worldoil.com

4.2 CAMPO RONCADOR, BRASIL

4.2.1 Características del Campo Roncador

El más grande y más complejo proyecto de producción concebido por Petrobras, fue el campo Roncador, y seguirá siendo uno de los retos técnicos y de dirección para la industria costafuera de Brasil. Localizado en aguas ultra-profundas de la cuenca Campos, a 125 (km) de Río de Janeiro; Roncador, ha servido para probar diversas tecnologías, además que ha sobrevivido en ambientes adversos.

Tiene frontera con el campo Albacora, al este con el campo Frade en las aguas ultra-profundas de la cuenca Campos. Fue descubierto en 1996 por el pozo RJS-436, que encontró reservas de aceite de 31° API en las arenas del Cretaceo.

En octubre de 1977, se perforó un pozo delimitador, el 1-RJS 513 perforado hacia el suroeste del campo en 1559 (m) de tirante de agua. Esto confirmó la extensión del yacimiento y reveló la existencia de un aceite de 18° API; también descubrió un casquete de gas en el yacimiento.

Para maximizar la información del yacimiento y mejorar la rentabilidad, Petrobras tomó la decisión de desarrollar Roncador con un sistema de producción temprana hasta que las instalaciones principales fueron terminadas. Petrobras firmó por el FPSO Seillean, que es el único FPSO con un sistema de posicionamiento dinámico que usa cables de anclaje. La capacidad de producir y procesar es de más de 20000 (bpd) y de almacenar de más de 306000 (bls). Este sistema de producción temprana comprende: dos árboles submarinos, seis módulos de conexiones verticales y un empaque desconectado de emergencia con controles múltiplex. En la primera fase del proyecto, se instaló un semisumergible a 1360 (m) de tirante de agua con capacidad de procesamiento de 180000 (bls), una capacidad de compresión de 408 millones (m^3/d) y una capacidad de agua de inyección de 24000 (m^3/d).

El crudo llega al FPSO a través de un riser de producción rígido. La temperatura relativamente baja del yacimiento y la caída de ésta en el riser, obligó a incrementar la temperatura de la corriente del pozo. Dos calentadores fueron instalados para elevar la temperatura a 67(°C). El gas natural producido sirvió de combustible para los turbo-generadores, que suministraba los requerimientos de energía del Seillean.



Fig. 4.7 El Seillean, localizado en el campo Roncador.⁹⁴

Mientras este sistema operó en el pozo pionero, Petrobras esperó la conversión de una plataforma semisumergible y un sistema de almacenamiento flotante para que produzca permanentemente en el Módulo 1A. Éste módulo entró en operación en mayo del 2000, y por algunos meses llegó a su pico de producción de 84000 (bls) de aceite y 1.3 millones de metros cúbicos de gas por día.

Pero desafortunadamente en marzo del 2001, un accidente causó el hundimiento de la plataforma P-36, que llevó a una prematura interrupción de las operaciones. Después del accidente la compañía contrató un FPSO para recomenzar la producción en diciembre del 2002.

Con un total de 13 billones de dólares en inversiones, Roncador es uno de los proyectos más grandes en el mundo. Con dos nuevas plataformas, P-52 y P-54, cada una con capacidad de producir más de 180000 (bpd).

Petrobras alcanzó el record mundial en 2001 con 1886 (m) de tirante de agua. Con pozos desarrollados en tirantes de agua de 1500 a 1900 (m). Se localiza al noreste de la cuenca sedimentaria brasileña más productiva a la fecha, Roncador se extiende sobre en un área de 110 (km²).

⁹⁴ Imagen de <http://www.offshore-technology.com/projects>

Pruebas hechas confirmaron que en diferentes áreas del campo el aceite contiene diferentes densidades (por su grandeza se forma por dos bloques principales con densidades de aceites de 18 a 31 °API) y cantidades de CO₂, de acuerdo a su posición geográfica. Por sus diferentes densidades de aceite, el volumen in-situ, y las características variables geológicas en las diversas zonas del campo, Petrobras tomó la decisión de desarrollar el campo en cuatro módulos como se muestra en la figura siguiente.

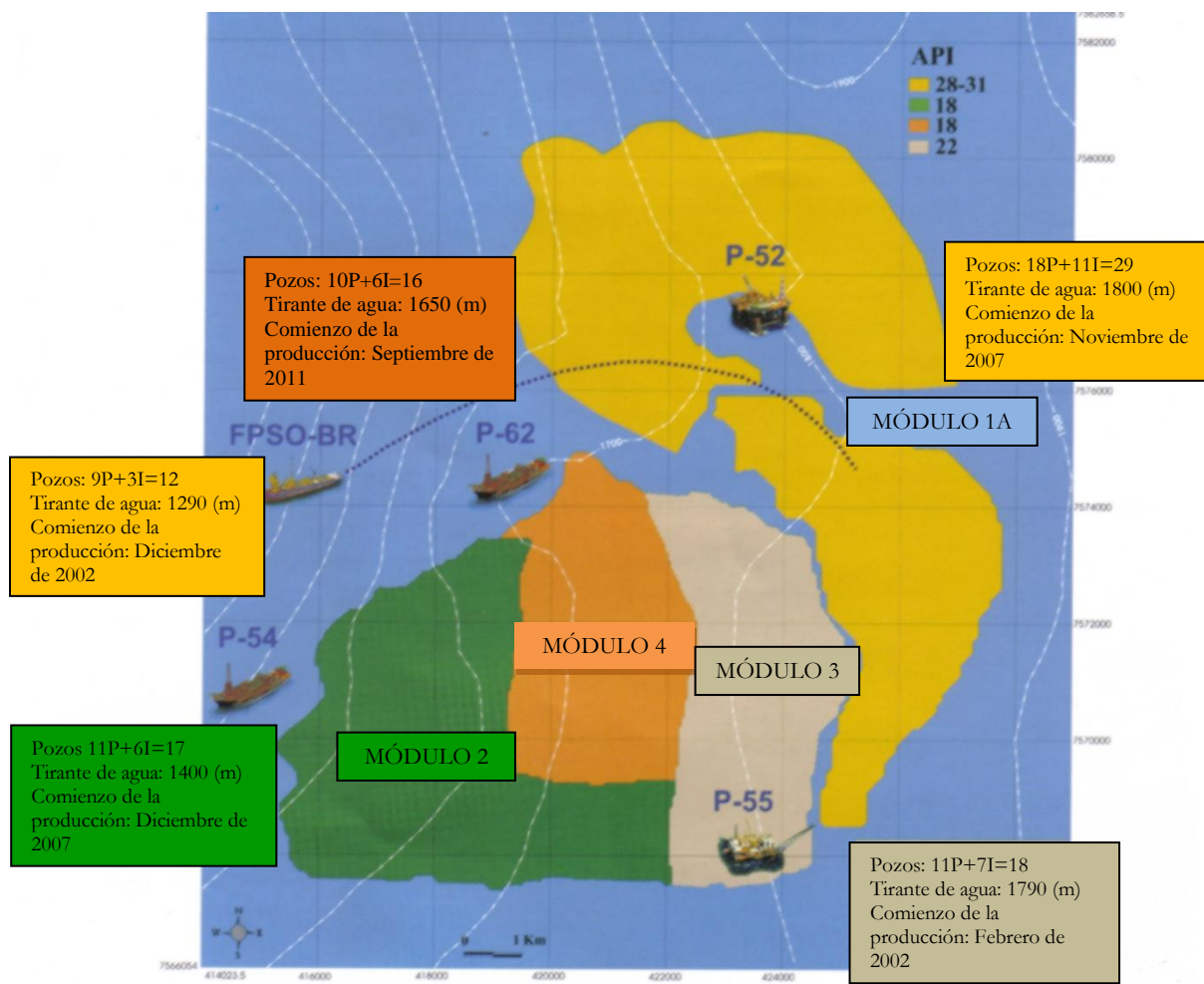


Fig. 4.8 División en cuatro módulos del campo.⁹⁵

⁹⁵ Imagen del artículo “In The Front Line Of New Technologies”, Petrobras Magazine 2008.

4.2.2 Estado del arte del Campo Roncador

Las principales tecnologías que se desarrollaron para explotar este campo fueron: líneas de flujo flexibles y umbilicales de producción para tirantes de agua mayor a 2000 (m), risers flexibles para instalaciones para un tirante de agua de más de 1500 (m), y árboles de navidad mojados para operaciones a más de 2000 metros de tirante de agua.

En la actualidad hay 21 pozos de producción y cinco de inyección, y el gas se exporta en una tubería de 176 (km) de largo y 20 (pg) de diámetro externo.

Aseguramiento de flujo. El gran tirante de agua a la que se encuentran las líneas de flujo, junto con la distancia entre la plataforma y los pozos en el campo, llevan a grandes problemas de producción por la formación de parafinas e hidratos, los cuales al formarse obstruyen el flujo del aceite en las líneas de flujo. Los largos tiebacks, asociado con la temperatura que es muy baja y la presión muy alta, es un escenario que favorece la formación de depósitos orgánicos y de los hidratos.

El aseguramiento de flujo demanda gran desarrollo tecnológico. Una solución impuesta por Petrobras fue evitar los largos tiebacks acercando más la plataforma P-52 a una profundidad de 1800 (m). Este proyecto necesito de grandes inversiones para instalar las unidades a este tirante de agua y acercarlas a los pozos.

Otra técnica usada por Petrobras fue el aislamiento térmico para evitar la formación de ceras y de hidratos de metano. El aceite abandona el yacimiento a altas temperaturas y debido a las grandes distancias de los tiebacks existe una pérdida de calor, para prevenir esto, se usa el aislamiento térmico con líneas de flujo especiales, todo esto para que el aceite llegue a la plataforma a una temperatura por arriba de la de formación de depósitos.

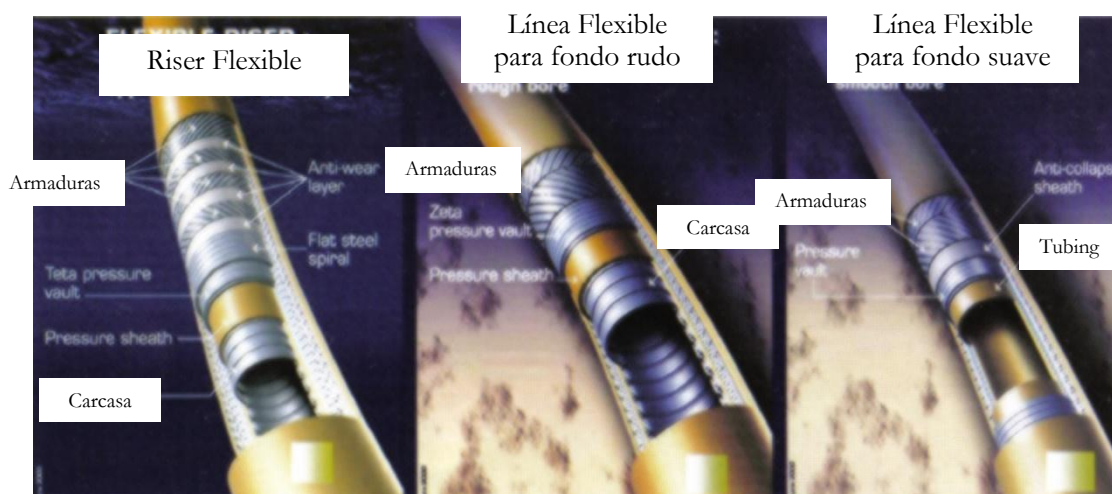


Fig. 4.9 Tipos de risers flexibles usados en el proyecto.⁹⁶

Anillo de levantamiento por gas (anillo de BN). La distribución del *anillo de levantamiento por gas* lo adoptó por primera vez Petrobras con el fin de reducir el número y consecuentemente el peso de los risers de la plataforma P-52.

⁹⁶ Imagen del artículo “In The Front Line Of New Technologies”, Petrobras Magazine 2008.

Este anillo de levantamiento por gas consiste en reducir el número de líneas desde la plataforma, con tres múltiples de válvulas para distribuir el gas a 15 pozos. Se optó por esto porque en primera instancia cada pozo necesita de una línea para producir y otra para inyectar el gas, y por la complejidad del proyecto se eligió este tipo de sistema.

Con esto, en vez de tener 15 líneas con gas dejando la plataforma, solo existen dos líneas de un lado de la plataforma; que transportan gas, y otras dos del otro lado que son las que llegan; una línea con el fluido producido y la otra con el gas, por lo cual se le llama anillo de levantamiento por gas. Los tres múltiples de válvulas se conectan a estas líneas.

La función de este anillo es distribuir el gas a los pozos desde un simple punto, de este modo se facilita la instalación de la plataforma a un gran tirante de agua, ya que es sujeta a los movimientos de variaciones de corriente, aire y acciones de olas. Así al disminuir los risers con todos estos movimientos se ahorran costos en aseguramiento de flujo y tecnología en risers.

El aceite sigue el siguiente camino: el aceite deja los pozos y llega a la plataforma, donde es separado. Cierta cantidad del gas separado se re-inyecta por las dos líneas de un lado de la plataforma, y el gas remanente se lleva a tierra. El gas que es re-inyectado va a los pozos, incrementando la producción, y regresa a la plataforma completando un ciclo.

Este sistema de anillo de levantamiento por gas, cumple con el objetivo de reducir el número de risers, incrementa la flexibilidad operacional, reduce costos y el riesgo de escasez de gas en los pozos.

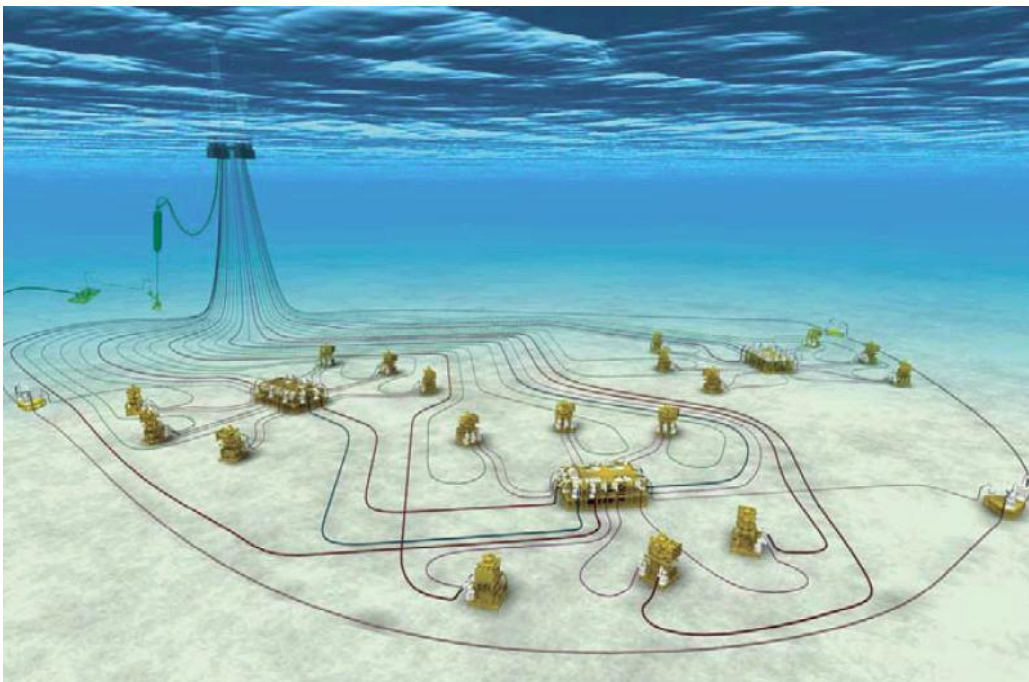


Fig. 4.10 Estado del arte del campo Roncador, anillo de levantamiento por gas, con dos líneas de un lado de la plataforma, con el gas a inyectar conectadas a los tres múltiples.⁹⁷

⁹⁷ Artículo “In The Front Line Of New Technologies”, Petrobras Magazine 2008.

Instalación de los múltiples de válvulas. La resonancia es el conjunto de fenómenos relacionados con los movimientos periódicos en que se produce reforzamiento de una oscilación al someter al sistema a repeticiones de una frecuencia determinada. En ingeniería petrolera se refiere a que la frecuencia natural del mar coincide con el movimiento estimulado por el buque; la cual hace que la operación de instalar múltiples de válvulas sea más difícil por el método convencional. Bajo estas condiciones es necesario que los múltiples al ser instalados pasen rápidamente por esta zona. Por eso los ingenieros de Petrobras realizaron el método de instalación del péndulo, que consiste en utilizar una grúa de levantamiento para aguas someras y atarla a un buque remolcador con ancla usando un cable de poliéster. Entonces se arroja siguiendo una trayectoria de péndulo hasta que llega al equilibrio en una posición vertical, a algunos metros del lecho marino, entonces se suelta. Este método resuelve el problema de tiempo que por lo general eran 22 hrs. reduciéndolo a sólo 22 minutos, es simple y principalmente a bajísimo costo, porque evita rentar buques de perforación y puede manejar equipo pesado a más de 1000 metros de tirante de agua.

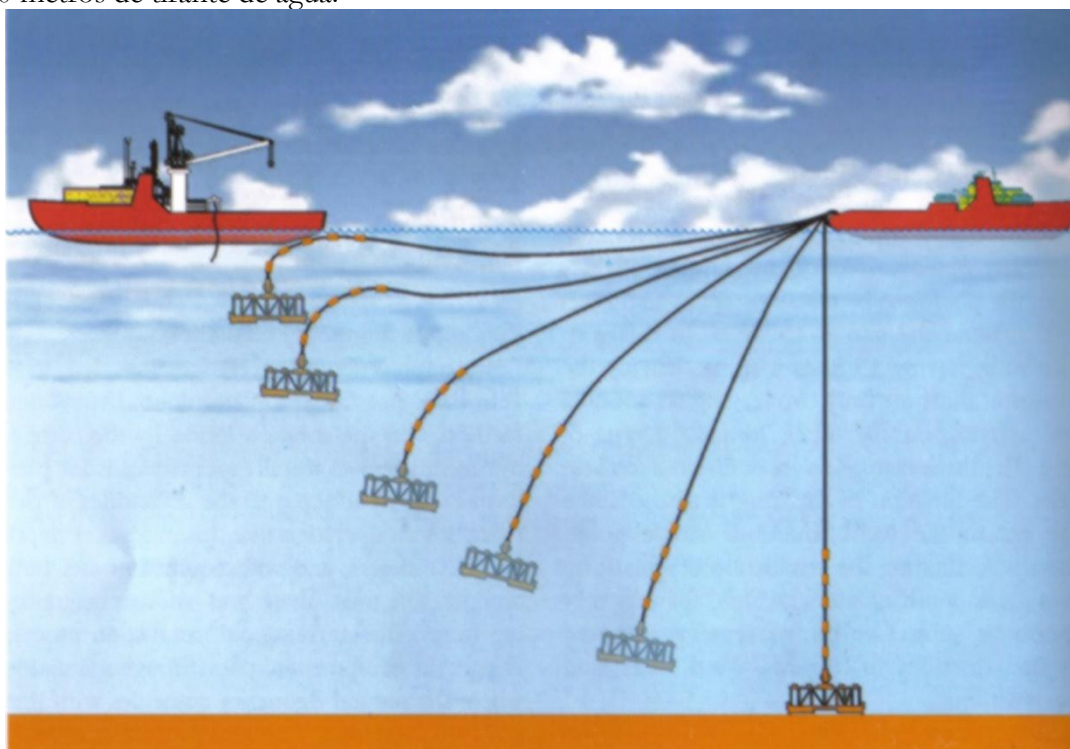


Fig. 4.11 Método del péndulo usado por Petrobras.⁹⁸

Con este método se instalaron dos múltiples de válvulas que van a estar conectados a P-52.⁹⁹ Por el gran tirante de agua al que debió de ser instalada la plataforma P-52, se adoptó un sistema de aceite capaz de acoplarse a los movimientos que sufre la plataforma por las corrientes y las olas. Petrobras optó por la tecnología de Riser Híbrido Autónomo. Una tubería de 18 pulgadas de diámetro externo fue conectada al lecho marino, conectado a un dispositivo flotante a 200 metros debajo del nivel del mar tirando de la tubería hacia arriba, y con otra tubería flexible, conectando esta línea a la plataforma.

⁹⁸ Método del péndulo, Petrobras Magazine 2008.

⁹⁹ Método del péndulo, Petrobras Magazine 2008.

Cuando se separa el agua y el gas en la plataforma, el aceite es bombeado a través del sistema al fondo del mar. En este punto, una estructura une la parte baja de la línea a una tubería de 18 (pg) de diámetro externo con 56 (km) de largo a una plataforma de bombeo autónomo (PRA-1 en portugués).

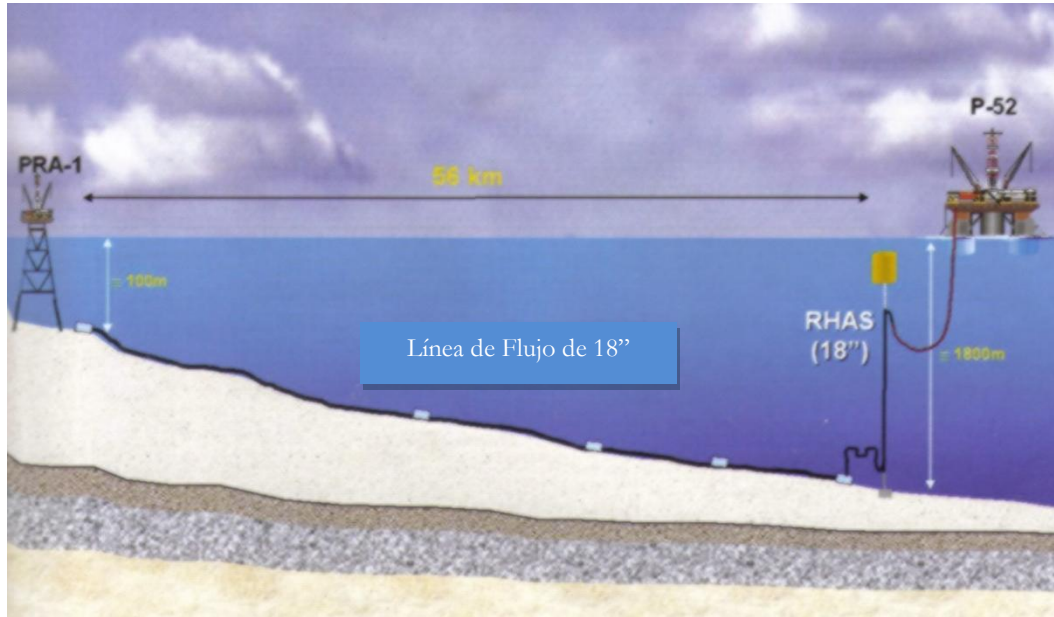


Fig. 4.12 Tecnología de Riser Híbrido Autónomo.¹⁰⁰

Líneas flexibles para aguas ultra profundas. Cuando Petrobras diseñó la plataforma P-52 para producir a un tirante de agua de más de 1800 metros no existían líneas flexibles capaces de producir a esa profundidad. Petrobras desarrolló líneas flexibles para poder ser usadas en profundidades de entre 1500 a 2000 metros de tirante de agua usando nuevos materiales.

¹⁰⁰ Imagen del artículo “In The Front Line Of New Technologies”, Petrobras Magazine 2008.

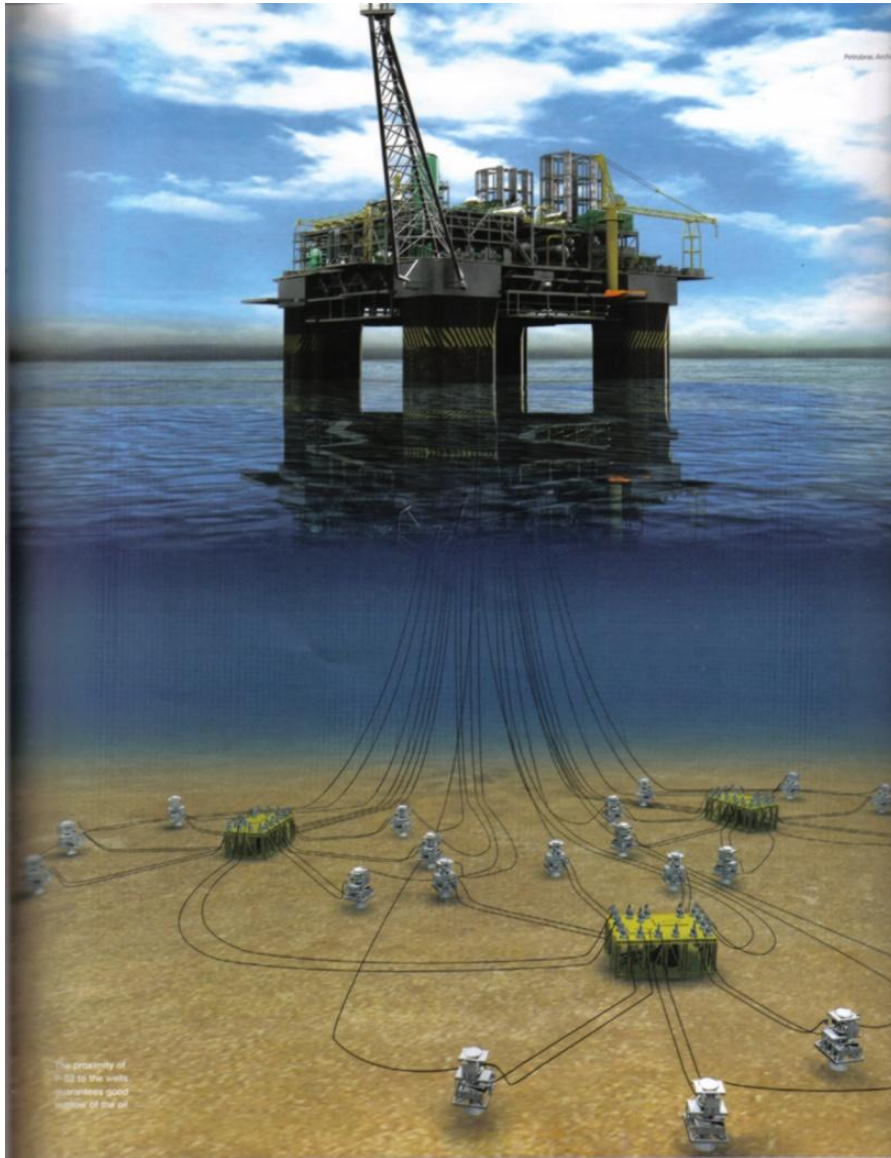


Fig. 4.13 Estado del arte con los tres múltiples.¹⁰¹

¹⁰¹ Imagen del artículo “In The Front Line Of New Technologies”, Petrobras Magazine 2008.

4.3 Campo NaKika, Golfo de México

4.3.1 Características del Campo NaKika

El proyecto Na Kika está localizado en las aguas profundas del Golfo de México, junta campos de medida pequeña hasta media de aceite y de gas; y se ha convertido en la segunda instalación más profunda anclada permanentemente en el mundo.

El tipo de play puede ser caracterizado como trampa estructural-estratigráfica del Mioceno superior del este del Golfo de México.

La geología de los campos es un ambiente complejo de turbiditas. Varios de los yacimientos han sido fracturados debido al movimiento de la sal.

Se extiende sobre los bloques del cañón Mississippi, en los bloques 474, 429, 657, 607, 383, 522, 520 en el Golfo de México, aproximadamente a 40 millas al suroeste de Nueva Orleans. Tiene reservas recuperables de 300 millones de barriles de aceite equivalente y un gasto de cerca de 110000 (bpd) de aceite y 500 millones de pies cúbicos de gas diarios.

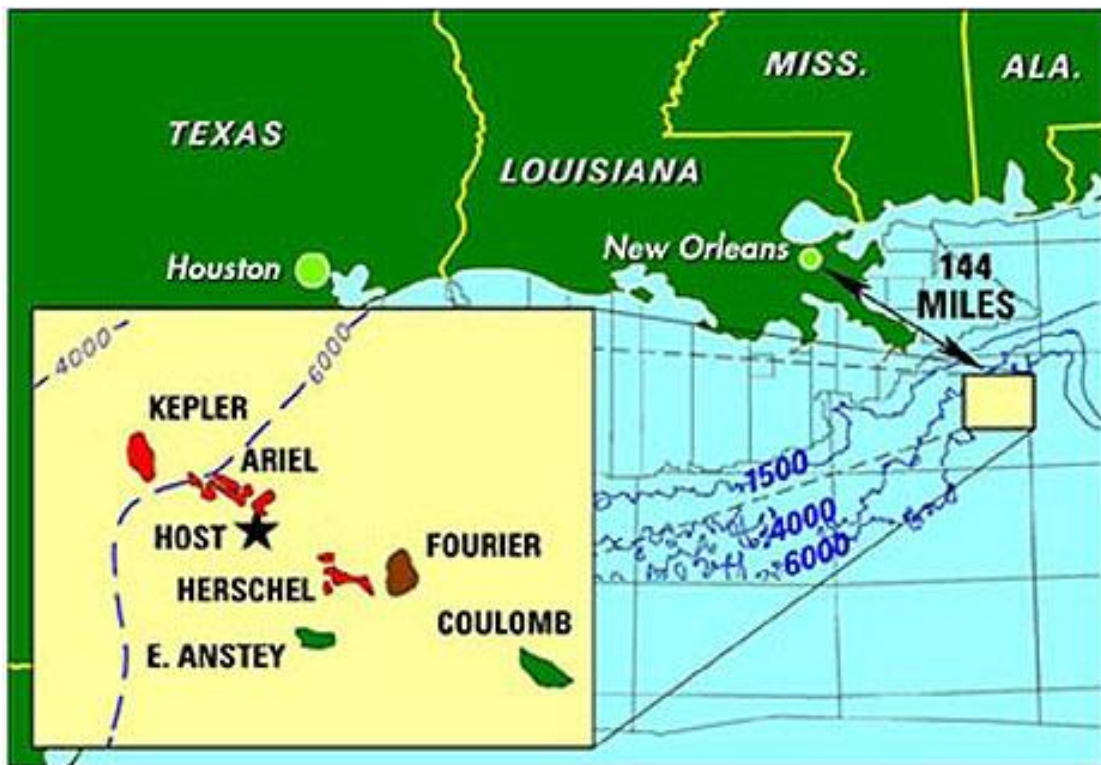


Fig. 4.14 Mapa de localización del proyecto Na Kika.¹⁰²

Tanto BP como Shell han desarrollado exitosamente al campo, usando tecnología de pozos inteligentes lo que les permite ahorrar tanto en pruebas como en cierre de pozos.

¹⁰² Chacon A., McCutcheon J.B., Schott D.W., Arias B., Wedgwood J.M., “Na Kika Field Experiences in the Use of Intelligent Well Technology to Improve Reservoir Management”, artículo de IPTC 11784.

Existen diez pozos submarinos, en tirantes de agua que van desde 5800 a 7000 (pies) y la producción es llevada a través de tres bucles de líneas de flujo y una línea de flujo separada.

El proyecto consiste de un sistema de producción semisumergible conectado a través de líneas de flujo y umbilicales a seis campos remotos.

Los yacimientos de arena en NaKika tienen buena calidad de roca, con un promedio de porosidad de 30% y una permeabilidad de entre 100 y 1000 (md).

Originalmente se desarrolló cinco campos independientes de aceite y gas que son: E Anstey, Furier, Ariel, Kepler y Herschel. Después se perforaron pozos en un campo de gas llamado Coulomb, actualmente este campo se está desarrollando, el cual probablemente sea producido por una simple línea de flujo a la unidad de procesamiento. Las distancias de tiebacks varían desde 5 millas en el campo Ariel a 26 millas desde el campo Coulomb.

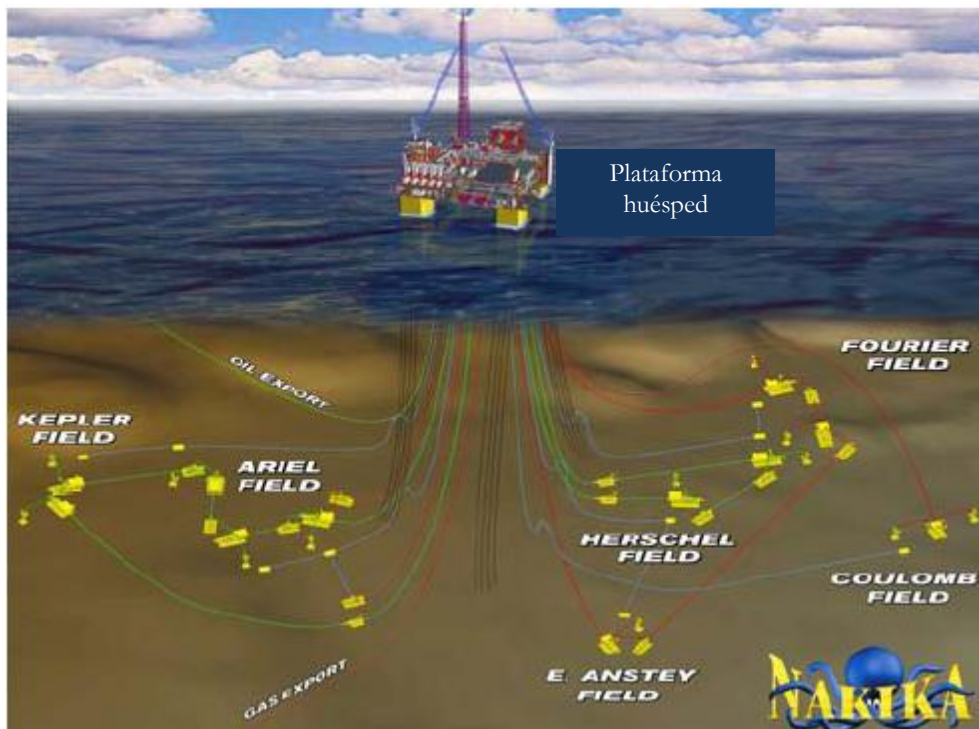


Fig. 4.15 Diseño del proyecto Na Kika.¹⁰³

El campo fue terminado como desarrollos submarinos sujetos a una instalación anclada permanentemente que fue diseñada para procesar el aceite y gas. En la fase de desarrollo, el campo lo operó Shell, que fue el responsable del diseño, fabricación e instalación de la plataforma huésped flotante así como del sistema de producción submarina. Los campos Kepler, Ariel y Herschel son de aceite, mientras los campos Fourier y E Anstey son de gas. NaKika es el primer proyecto en usar tecnología de terminaciones inteligentes en pozos

¹⁰³ Chacon A., McCutcheon J.B., Schott D.W., Arias B., Wedgwood J.M., “Na Kika Field Experiences in the Use of Intelligent Well Technology to Improve Reservoir Management”, artículo de IPTC 11784.

multizonas.¹⁰⁴ La tecnología de pozos inteligentes ha dado datos de rendimiento dinámico a nivel de yacimiento que han sido críticos para el mejoramiento de la caracterización del yacimiento. La tecnología de pozos inteligentes fue empleada en cuatro de los diez pozos de Na Kika para direccionar las incertidumbres de la producción y evitar la intervención de pozos. Los sensores en el fondo dan información del rendimiento del pozo como daño, permeabilidad y el índice de productividad.

El sistema submarino consiste de pozos satélites de aceite fluyendo a través de líneas de flujo aisladas y pozos de gas fluyendo a través de líneas sin aislamiento. Los jumpers y los árboles submarinos fueron suministrados por FMC.

El aseguramiento de flujo jugó un papel muy importante, por sus grandes distancias de tiebacks, grandes profundidades y bajas temperaturas; la clave en el aseguramiento de flujo es la apropiada toma y análisis de muestras de fluidos. Tales muestras están disponibles en al menos un pozo exploratorio de cada uno de los campos individuales. Existen varios desafíos desde el punto de vista del aseguramiento de flujo:

- El tirante de agua,
- el flujo en la parte norte (campos Ariel y Kepler) es descendente,
- bajas temperaturas de los yacimientos,
- diseño de la línea de flujo submarina usando circuitos de flujo vs líneas de flujo de regreso al múltiple central,
- localización distribuida de pozos,
- uso de BN para grandes diámetros de risers para el mejoramiento de la producción y control de baches y,
- calentamiento eléctrico para evitar la formación de hidratos.¹⁰⁵

4.3.2 Estado del arte del Campo NaKika

En las aguas profundas de Na Kika, los costos de perforación y terminación son del orden de \$50 MM de dólares por pozo para una terminación simple lo que da un argumento significativo para su optimización, esto se hace combinando múltiples terminaciones en un simple fondo de pozo.

Las terminaciones inteligentes en Na Kika permiten que todas las incertidumbres del yacimiento sean eliminadas sin el costo y el riesgo asociado con las intervenciones de pozo. Las válvulas de fondo junto con los manómetros de fondo dan la facilidad para hacer pruebas de incremento en una zona del pozo mientras las demás están produciendo.

¹⁰⁴ Stair C.D., Dawson M.E.P., Jacob S., "Na Kika Intelligent Wells- Design and Construction", artículo de SPE 90215 presentado en Houston, Texas, 26 al 29 de septiembre del 2004.

¹⁰⁵ "Un análisis del diseño de aseguramiento de flujo del proyecto Na Kika", IMP.

Uno de los principios que dominó el diseño para las formaciones someras, en areniscas sin consolidar en Na Kika, fue que todas las zonas requieren control de arena. Para llegar a controlar este problema se emplearon terminaciones *frac-pac*, colocando válvulas de control por intervalos (ICVs).

Así, de esta manera se colocaron ICVs para controlar zonas especiales de cada uno de los pozos, este tipo de sistemas en terminaciones superiores limita el número de zonas que pueden ser controladas a dos por pozo. De esta manera, zonas superiores e inferiores de cada uno de los cuatro pozos son controladas por una ICV ya sea superior o inferior, como se muestra en los campos Ariel y Fourier.

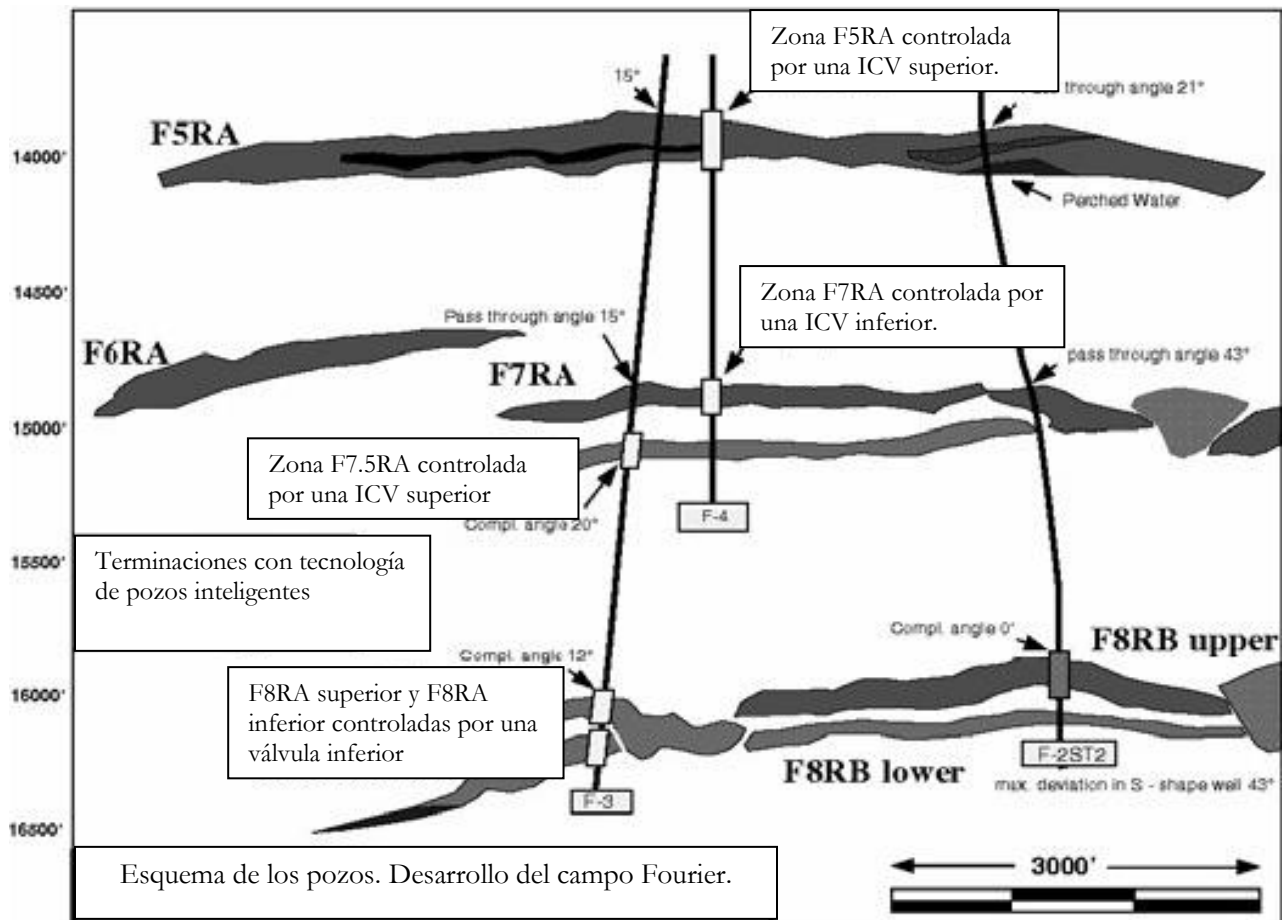


Fig. 4.16 Diseño del campo Fourier.¹⁰⁶

¹⁰⁶ Stair C.D., Dawson M.E.P., Jacob S, Hebert D.B., "Na Kika Intelligent Wells- Design and Construction", artículo de SPE 90215 presentado en Houston, Texas, 26 al 29 de septiembre de 2004.

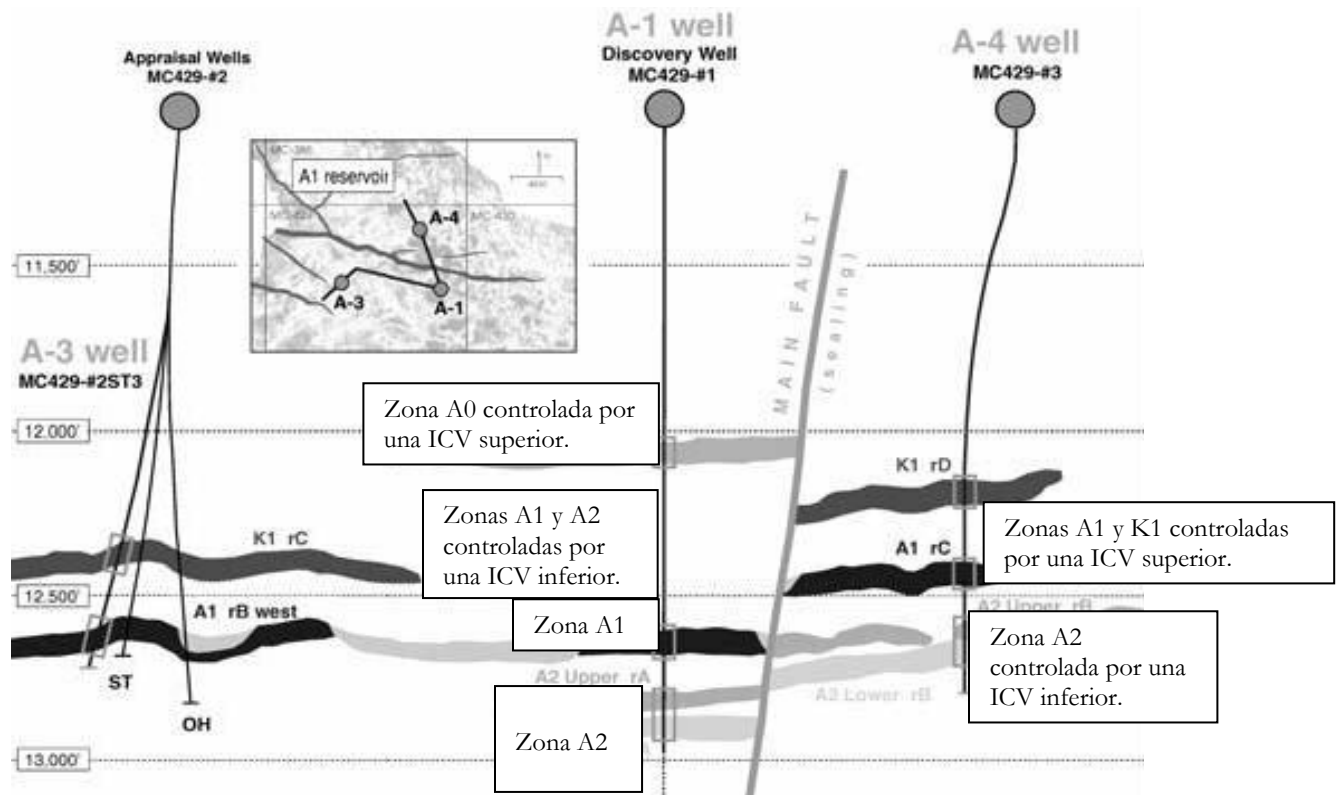


Fig. 4.17 Diseño del campo Ariel.¹⁰⁷

Como se puede observar, los cuatro pozos en los que se usó terminaciones inteligentes se controlan por ICVs en diferentes intervalos, lo que arroja mediciones en tiempo real valiosísimas y la ventaja de poder hacer pruebas de incremento a los pozos, sin diferir producción.

El diseño submarino del proyecto consiste de un simple circuito de líneas de flujo de 10" x 16" de diámetro externo, para aquellos campos situados al norte de la plataforma central.

¹⁰⁷ Stair C.D., et al, referencia 107.

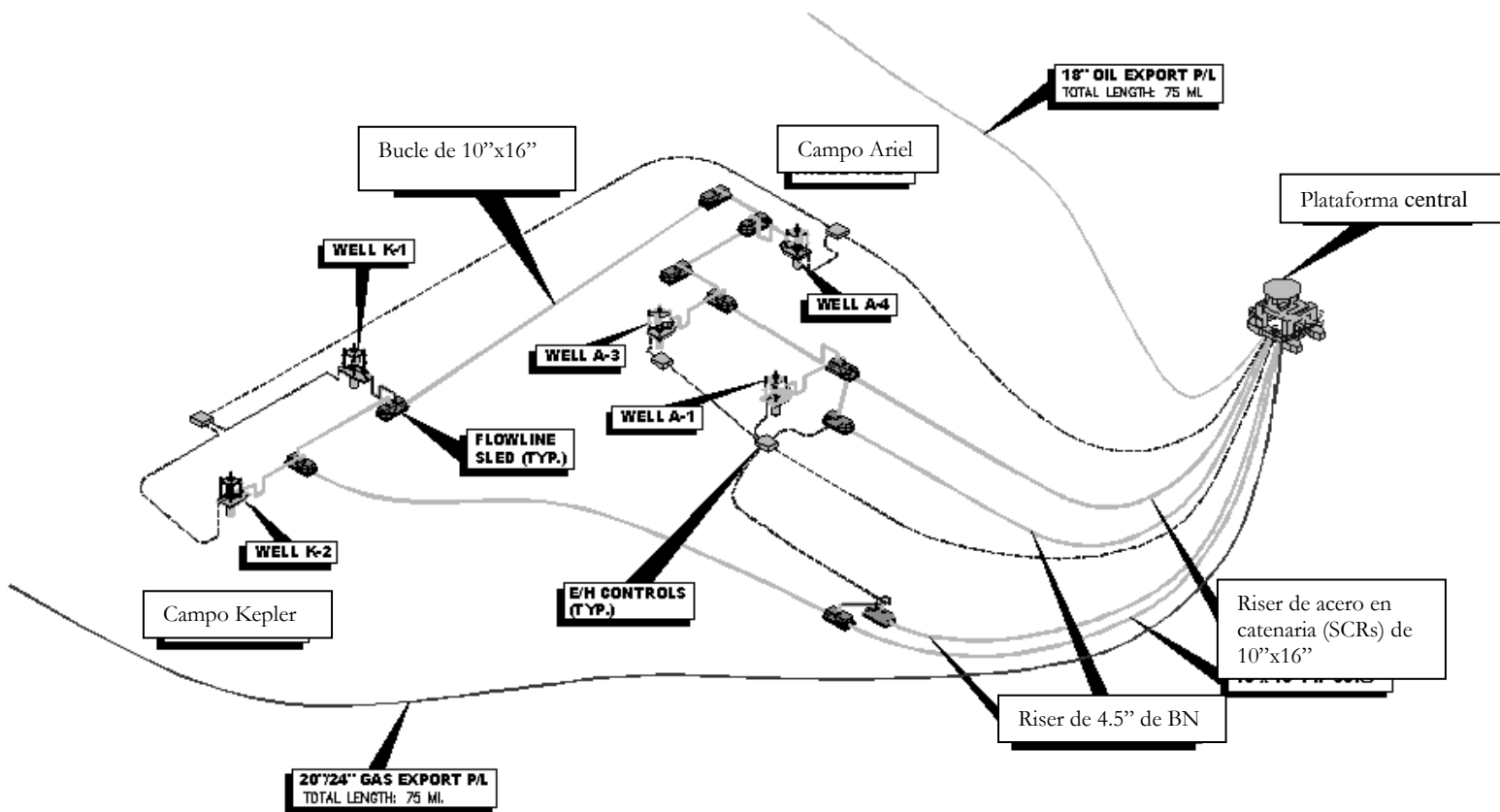


Fig. 4.18 Diseño de la parte norte del proyecto Na Kika.¹⁰⁸

¹⁰⁸ Hudson J.D., Dutsch D.B., Lang P.P., Lorimer S.L., Stevens K.A., "An Overview of the Na Kika Flow Assurance Design", artículo de OTC 14186 presentado en Houston, Texas, 6 al 9 de mayo de 2002.

Del lado sur existen dos bucles de líneas de flujo, un primer bucle de 8" x 12" de d.e., aislada para los pozos de Herschel y Fourier, y un bucle sin aislamiento de gas para los pozos de East Anstey y Fourier. El sistema submarino de Fourier tiene flexibilidad para permitir a los pozos en grupo, producir a través de las líneas de gas o las de aceite, por una reconfiguración en el jumper del pozo. Esta arquitectura submarina es muy diferente a la de proyectos anteriores por el uso de bucles de líneas de flujo (en los otros proyectos se usan líneas duales al múltiple de válvulas), y el uso de una simple línea de flujo para los pozos de gas en Coulomb.

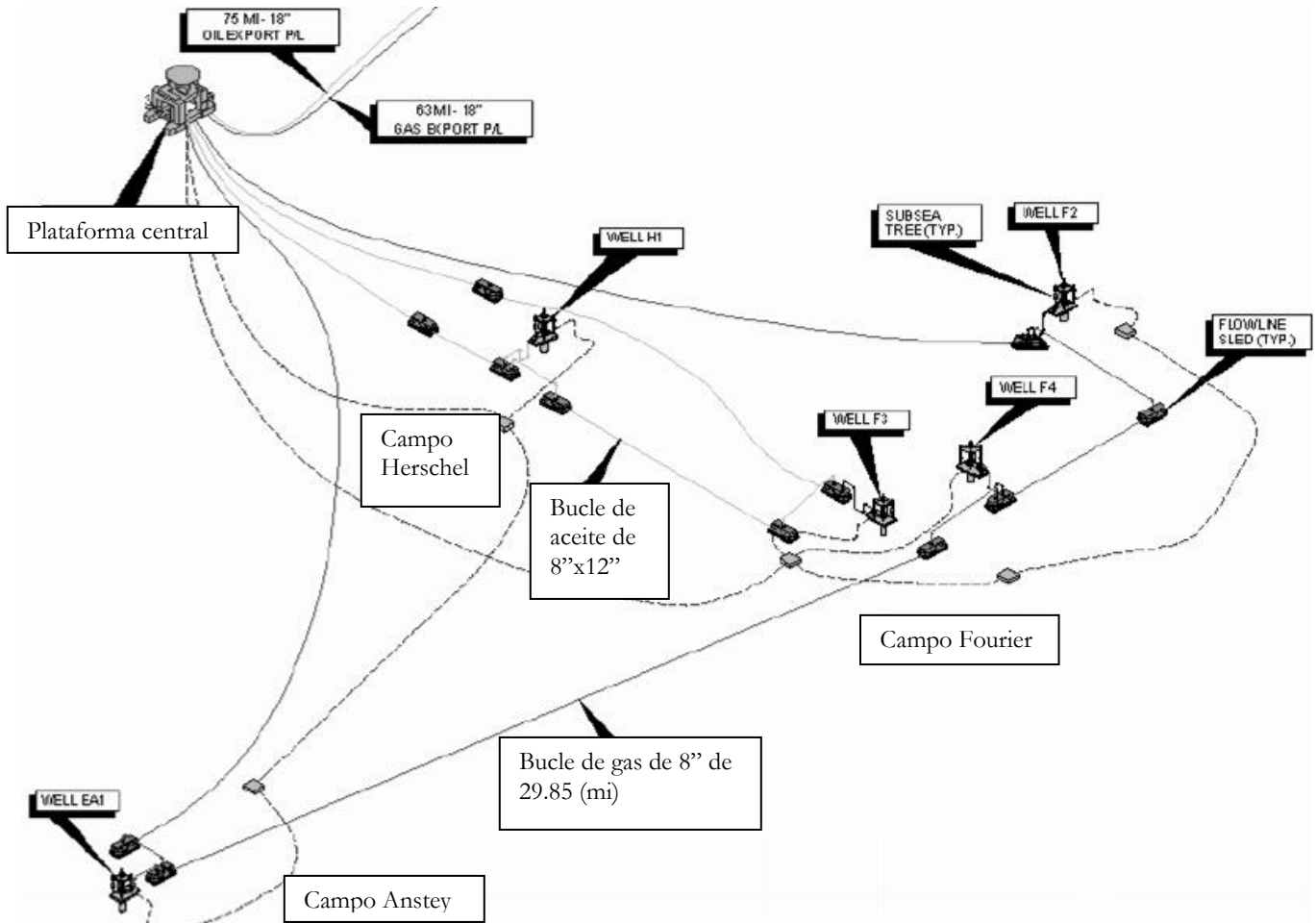


Fig. 4.19 Diseño del lado sur de Na Kika.¹⁰⁹

Los diseños de terminación para los diez pozos de Na Kika fueron estandarizados donde fue apropiado para simplificar logística y problemas de diseño, permitiendo el uso eficiente del equipo. En las zonas superiores de cada pozo, controles de pérdida de fluido se incorporaron en la sarta aislada que separa las zonas superiores e inferiores.

¹⁰⁹ Hudson J.D., et al, referencia 99.

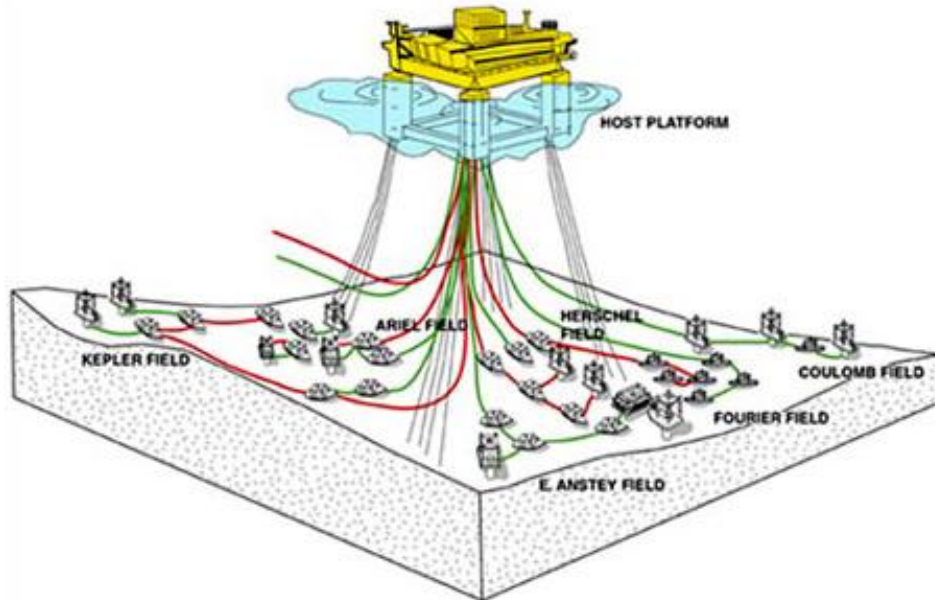


Fig. 4.20 Esquema del campo Na Kika.¹¹⁰

Cuando finalizaron las operaciones de terminación en febrero de 2003, los pozos se cerraron con válvulas de fondo. Los sistemas de producción fueron abiertos en noviembre de 2003, y los pozos produjeron a la plataforma central abriendo las válvulas de fondo remotamente desde la plataforma flotante de Na Kika. Los manómetros permanentes de fondo dan datos en tiempo real en el fondo del pozo y de las condiciones del yacimiento.

Las terminaciones inteligentes en Na Kika dan al operador un alto nivel de flexibilidad en la producción de los pozos. Por ejemplo, hay zonas que pueden producir individualmente hasta que la presión del yacimiento permite el flujo cruzado; zonas con alto corte de agua o gas pueden ser cerradas y otras zonas se abren para compensar estas zonas cerradas. Configuraciones de pozos inteligentes también permiten al operador la rápida respuesta a las incertidumbres del yacimiento reconfigurando el flujo en el tubing. Otra ventaja es que las zonas pueden ser cerradas para aplicar pruebas de incremento mientras se produce de las demás zonas; y evita los altos costos por producción diferida.¹¹¹

Aseguramiento de flujo. Los retos son típicos en cualquier proyecto en aguas profundas, las condiciones únicas y ambientales que se enfrentan son severas, comparadas con los sistemas que están produciendo actualmente. Entre los principales problemas están los hidratos y ceras.

Para que existan problemas de hidratos, los sistemas hidrocarburos deben de caer en el régimen de estabilidad de hidratos a una temperatura en el lecho marino de 39 (°F) y una presión de entre 400 a 600 (lb/pg²), combinados con la profundidad, la carga hidrostática y la pendiente de las líneas de flujo del lado norte de la plataforma central. La línea simple tieback

¹¹⁰ Imagen de www.offshore-technology.com/projects

¹¹¹ Stair C.D., et al, referencia 107.

para los pozos de gas de Coulomb añade riegos de hidratos. Se hicieron pruebas para asegurarse que ningún hidrato se forme o se disocie en tiempos razonables.

La purga es el principal mecanismo para eliminar riesgos por la formación de hidratos en sistemas cerrados por largos tiempos. Pero no es efectivo para Ariel y Kepler por la topografía descendente a la que se encuentra el lado norte en la que los pozos de estos dos campos están produciendo.

Para los campos Ariel y Kepler, el método primario para controlar hidratos durante paros en la producción implicará el completo desplazamiento de aceite producido con aceite muerto caliente. Para evitar el enfriamiento de las líneas y llegar al punto de nube de los hidratos.

En la parte norte del bucle de líneas de flujo, estas líneas serán equipadas con conectores submarinos que permiten la aplicación de electricidad desde un buque en la superficie durante la operación de remediación, que dará el calor suficiente para evitar la nucleación de hidratos

Una variedad de inhibidores de hidratos son y serán usados en Na Kika. Las operaciones para los sistemas de aceite probablemente utilizaran metanol para el desplazamiento y tratamiento de mezclas de hidrocarburos. Para los sistemas de gas se usa etileno glicol, el cual podrá ser recuperado en la plataforma, lo que lo hace un método económico.

El análisis de fluidos y trabajos de depósito de cera, indican que su depósito es moderado y no indican problemas con el punto de fluidez. Para prevenir esto se usa una TP aislada al vacío en los 3000 (pies) superiores de los pozos. También se baja el gasto en la TP para prevenir el depósito de cera. En la parte sur del bucle de gas se corren *diablos*, con el fin de limpiar las líneas y remediar el problema de ceras.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La importancia de este trabajo radica en que se mostró un panorama amplio acerca de las instalaciones en aguas profundas. Dándole un enfoque económico, manteniendo en mente que cualquier proyecto en la industria petrolera debe de ser rentable, debe de recuperar las inversiones en meses o menos; y en segundo plano el desarrollo de estas tecnologías que son probadas exitosamente y que marcan la pauta para las demás regiones en aguas profundas y ultra-profundas, como es el caso de Petrobras con el campo Roncador en las aguas profundas de Brasil. Desde las tecnologías necesarias que evitan el cierre temprano de los pozos, combinadas con métodos que aumentan el factor de recuperación y por consecuencia la producción, pasando por las instalaciones superficiales como plataformas de producción, FPSOs, semisumergibles, Spar, TLPs y plataformas para aguas someras como las jackets y las torres compliant.

Tecnologías que son usadas en tierra se aplicaron costa afuera como el caso de las bombas electrosumergibles (ESPs), combinadas con bombas multifásicas que pueden manejar cerca del 100% de gas; con el fin de disminuir la contrapresión de los largos tiebacks hacia las plataformas o instalaciones en tierra. Aunque a veces esto no es suficiente para evitar que se formen tapones en las líneas por ceras, asfaltenos, hidratos o incrustaciones; los cuales, para eliminarlos se debe de invertir grandes cantidades de químicos o tiempo si se eliminan por métodos mecánicos, lo que se refleja en altos costos.

De ahí la importancia de estudios fisicoquímicos hechos al fluido; se simulan las condiciones del pozo, tanto temperatura y presión en el fondo; y se disminuye la presión, para simular la caída de ésta en los largos tiebacks. Con el fin de colocar líneas de flujo con ciertas características que puedan ayudar a evitar este tipo de problemas que puedan taponar las líneas. Para ayudar a este fin, también se colocan separadores submarinos que ayudan al pozo a producir disminuyendo la contrapresión separando el agua o arena del flujo del pozo, haciendo al fluido producido menos denso y por lo tanto, logrando que llegue a las instalaciones de producción; como en el campo Tordis ubicado en el mar del norte.

Un gran ejemplo de ingeniería, es el proyecto Na Kika, el cual puso a producir cuatro pozos con terminaciones inteligentes disparando en varios intervalos pensando en un futuro, de que cuando el intervalo productor genere agua o arena, se cierre y se abra otro. Y también en la facilidad de hacer pruebas de producción como las pruebas de incremento sin cerrar el pozo.

De esta manera termina este trabajo haciendo énfasis en dos situaciones: las tecnologías usadas en proyectos de producción de pozos en aguas profundas y el enfoque económico inherente en todos los capítulos.

Se recomienda consultar las referencias de cada capítulo; del capítulo primero existe bibliografía variada de varios recursos tanto impresos como electrónicos, pero lo que más se consultó fueron los digitales; para el capítulo segundo se sugiere consultar páginas en internet como SPE o alguna otra de alguna compañía; en el capítulo tercero se aconseja consultar directamente el libro de Chakrabarti Subrata, y finalmente en el capítulo cuarto definitivamente se debe de consultar las páginas en internet de las compañías especializadas que vendieron tecnología o que manejan los campos. Todo esto para tener en mente un escenario completo de cada capítulo, y que el lector pueda formarse sus propias conclusiones. Este trabajo sirve de base para desarrollos posteriores en temas puntuales sobre proyectos en aguas profundas.

REFERENCIAS

Páginas de internet visitadas.

Artículos de SPE e IPTC

www.spe.org

Proyectos submarinos alrededor del mundo

www.offshore-technology.com

Proyectos en aguas profundas en el mundo

www.subsea.org

Página de Schlumberger

www.slb.com

Revista WorldOil

www.worldoil.com

Revista Offshore

www.offshore-mag.com

Página de tecnologías submarinas FMC

www.fmctechnologies.com

Libros consultados:

Chakrabarti Subrata, “*Handbook of Offshore Engineering*”, Editorial Elsevier, Gran Bretaña, 1a. edición, 2005, Vol. 1

Chakrabarti Subrata, “*Handbook of Offshore Engineering*”, Editorial Elsevier, Gran Bretaña, 1a. edición, 2005, Vol. 2

Economides, Michael, Hill, Daniel A., “*Petroleum Production Systems*”, Editorial Prentice Hall, Estados Unidos, 1a. edición, 1994.