



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“APLICACIÓN DEL ASEGURAMIENTO
DE FLUJO EN AGUAS PROFUNDAS”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA PETROLERA
P R E S E N T A:
YATZIL CLAUDIAN VELASCO IBAÑEZ

DIRECTOR DE TESIS: M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA



MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA.

NOVIEMBRE 2011

Agradecimientos

A dios

Por brindarme salud, fortaleza y sabiduría, por no abandonarme en momentos difíciles y guiar cada una de mis metas.

A mis padres

Guadalupe Ibañez Sánchez y Víctor M. Velasco Martínez por su amor, apoyo y confianza que me hizo realizar las dos metas más importantes de mi vida, la culminación de mi carrera profesional y el lograr que se sientan orgullosos de esta persona que tanto los ama.

A mis abuelos

Josefina Sánchez y Jesús Ibañez, quienes han sido mis segundos padres y de quienes he recibido su constante apoyo y amor, gracias por enseñarme a luchar por mis metas, no olviden que este logro también es suyo e inspirado en ustedes.

A mi hermana

Xanat, mi hermanita que amo y adoro, quien me ha acompañado en momentos difíciles y alegres, a quien admiro y respeto, no olvides que siempre me tienes.

A mi familia

A mis tíos; Güicho, Chapis, Rito, Lulis, Rocio, Angy, Lino, Ger y Vero, de quienes he recibido mucho cariño, gracias por sus consejos, regaños y apoyo, gracias por creer siempre en mí.

A mis primos que para mí son como hermanos; Betty, Yamil, Zamy, Kimy, Linito, Cucho, Hannis, Jean, Aless e Itza, no olviden que los sueños se hacen realidad siempre y cuando uno luche por ellos, nada es imposible y todo lo que se propongan lo pueden lograr, siempre estaré ahí para brindarles mi cariño y apoyo.

A Carlos Adair Sandoval Manríquez, quien en este tiempo me ha brindado su compañía, amor y confianza para lograr la finalización de este trabajo, gracias por enseñarme nuevas cosas y por hacerme madurar otras, te amo mucho papy y espero que nuestra historia se siga escribiendo, así como agradezco a tu familia su cariño y apoyo.

A mis amigos

Saulo, Kary, Maguie, Kike Moran, Gervy, Tacho, Barrón, Foncho, Davis y Raúl, con quienes compartí momentos inolvidables en la universidad, gracias a todos por su compañía y amistad.

Iván Durán Atilano por el cariño y apoyo incondicional, gracias por impulsar a que finalizara mi carrera, gracias por ser mi mejor compañero en clase y mi mejor amigo en la vida, por tus consejos y regaños, tu bien sabes cuánto te estimo.

A mi director de tesis el M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda

Por su dirección, apoyo y confianza, gracias maestro por su tiempo y consejos para finalizar esta tesis.

A mis sinodales

Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Ing. Israel Castro Herrera, M.I. Tomás Pérez García y a la Dra. Rocio G. de la Torre Sánchez, por su tiempo y apoyo en la revisión de este trabajo.

A la UNAM

A la Universidad Nacional Autónoma de México que fue mi segunda casa, gracias a la Facultad de Ingeniería en donde viví la etapa más importante de mi vida, mi formación como profesionista.

"Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber".

Albert Einstein



ÍNDICE

| | |
|--|----|
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| Lista de figuras y tablas | 6 |
| CAPÍTULO 1 “AGUAS PROFUNDAS” | 7 |
| 1.1 Definición de aguas profundas | 7 |
| 1.2 Importancia de realizar operaciones en aguas profundas | 9 |
| 1.3 Área conformada en aguas profundas para México | 10 |
| 1.4 Situación mundial en aguas profundas | 13 |
| 1.5 Situación de México en aguas profundas | 31 |
| 1.6 Aguas ultraprofundas | 34 |
| 1.6.1 Localización de aguas ultraprofundas en el mundo | 35 |
| 1.6.2 Historia sobre actividades en aguas ultraprofundas | 36 |
| Lista de figuras y tablas | 43 |
| CAPÍTULO 2 “INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN SUBMARINA EN AGUAS PROFUNDAS” | 46 |
| 2.1 Instalaciones de producción submarina | 46 |
| 2.2 Proceso del sistema de producción submarina | 47 |
| 2.3 Consideraciones para el diseño y selección del sistema de producción submarina | 49 |
| 2.3.1 Consideraciones físico-ambientales | 49 |
| 2.3.2 Frentes fríos | 52 |
| 2.3.3 Ciclones tropicales | 52 |
| 2.3.4 Condiciones geográficas | 54 |
| 2.3.5 Condiciones por tirante de agua | 55 |
| 2.4 Estructuras de superficie | 55 |
| 2.4.1 Estructuras apoyadas o ancladas verticalmente en el lecho marino | 55 |
| 2.4.2 Sistemas flotantes de producción | 60 |
| 2.5 Riser | 64 |
| 2.6 Arquitectura submarina | 66 |
| 2.6.1 Cabezal submarino | 66 |
| 2.6.2 Árboles de producción submarino | 67 |
| 2.6.3 Jumper | 70 |



| | |
|--|-----|
| 2.6.4 Manifolds | 71 |
| 2.7 Líneas umbilicales | 75 |
| SDU y UTA | 76 |
| 2.8 Líneas de flujo | 77 |
| 2.9 ROVS | 78 |
| Lista de figuras y tablas | 80 |
| CAPÍTULO 3 “ASEGURAMIENTO DE FLUJO” | 83 |
| Aseguramiento de la producción submarina | 83 |
| 3.1 Aseguramiento de flujo | 85 |
| 3.1.1 Importancia del análisis de muestras y modelos | 86 |
| 3.1.2 Definición del Aseguramiento de Flujo | 88 |
| 3.1.3 Objetivo del Aseguramiento de Flujo | 89 |
| 3.1.4 Importancia del Aseguramiento de Flujo | 90 |
| 3.1.5 Características que se consideran en el Aseguramiento de Flujo | 91 |
| 3.1.6 Factores que afecta el Aseguramiento de Flujo en el sistema de producción | 92 |
| <i>Asfaltenos</i> | 93 |
| <i>Control de arenas/erosión</i> | 96 |
| <i>Parafinas</i> | 98 |
| <i>Hidratos</i> | 103 |
| <i>Incrustaciones</i> | 110 |
| <i>Bacheo</i> | 115 |
| <i>Corrosión</i> | 117 |
| <i>Emulsión</i> | 120 |
| <i>Espumas</i> | 122 |
| 3.2 Refuerzo del flujo | 123 |
| 3.2.1 Sistemas artificiales de producción | 124 |
| <i>Bombeo neumático continuo</i> | 126 |
| <i>Bombeo electrocentrífugo sumergido</i> | 130 |
| 3.2.2 Bombas de refuerzo multifásicas submarinas | 136 |
| 3.3 Vigilancia del flujo | 138 |
| 3.3.1 Medidores de flujo | 139 |



| | |
|---|-----|
| 3.3.2 Obstáculos en la vigilancia del flujo | 140 |
| Lista de figuras y tablas | 142 |
| CAPÍTULO 4 “ESTRATEGIAS PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO” | 145 |
| 4.1 ¿Qué son las estrategias para el Aseguramiento de Flujo? | 146 |
| 4.2 Objetivo de las estrategias para el Aseguramiento de Flujo | 147 |
| 4.3 Clasificación de las estrategias para el Aseguramiento de Flujo | 147 |
| 4.3.1 Manejo térmico | 147 |
| <i>Aislamiento térmico</i> | 148 |
| <i>Tuberías con aislamiento al vacío (VIT)</i> | 154 |
| <i>Calentamiento eléctrico</i> | 155 |
| <i>Circulación de fluidos calientes</i> | 158 |
| 4.3.2 Manejo con tratamientos químicos | 160 |
| Inhibidores de hidratos | 162 |
| Inhibidores de ceras | 165 |
| Inhibidores de asfaltenos | 167 |
| Inhibidores de incrustaciones | 168 |
| Inhibidores de corrosión | 170 |
| 4.3.3 Remediación mecánica | 171 |
| Lista de figuras y tablas | 175 |
| CAPÍTULO 5 “APLICACIÓN DEL ASEGURAMIENTO DE FLUJO” | 176 |
| 5.1 Aplicación del Aseguramiento de Flujo en el Golfo de México | 177 |
| 5.1.1 Na Kika | 177 |
| 5.1.2 The King | 191 |
| 5.2 Aplicación del Aseguramiento de Flujo en el Congo | 200 |
| Azurita | 200 |
| 5.3 Campos con sistemas de producción para aceites pesados | 213 |
| Aplicación del Aseguramiento de Flujo en Brasil | 214 |
| <i>Parque das Conchas</i> | 215 |
| <i>Jubarte</i> | 225 |
| Lista de figuras y tablas | 236 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 239 |
| REFERENCIAS | 243 |



| | |
|---------------------|-----|
| BIBLIOGRAFÍA | 246 |
| GLOSARIO | 254 |
| NOMENCLATURA | 260 |



INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La explotación de hidrocarburos durante muchos años ha sido el motor de la economía en México, por lo cual se debe fortalecer la infraestructura productiva y de operaciones que permita proveer la cantidad necesaria de petróleo para satisfacer la demanda de consumo de energía.

Las actividades para extraer petróleo ya no son económicas ni viables para desarrollar proyectos que permitan incrementar la producción; los campos que aportaban cantidades considerables de aceite y gas están en etapa de declinación. Cantarell tuvo un promedio de 508,000 barriles de petróleo diarios a inicios del 2010; esto implica una reducción alrededor de 1,051,000 barriles de petróleo por día si se compara con la producción promedio en el periodo 2000-2010¹. Ku-Maloob-Zaap (ver **Figura I-1**) mantuvo una producción constante pero una tasa de crecimiento muy baja; registró una producción de 829,000 barriles diarios en el 2010 y la extracción de crudo podría comenzar a declinar en unos 5 años¹, otro proyecto en el que se tenía esperanza es en el activo Aceite Terciario del Golfo, conocido como Chicontepepec, en el que se ha tenido enormes inversiones para incrementar la producción y volumen de reservas, sin embargo no ha dado los rendimientos esperados dadas las dificultades presentadas en la explotación y recuperación de hidrocarburos.



Figura I-1 Plataforma PB-ZAAP-C.



A casi dos años de trabajo la producción proveniente del proyecto Chicontepec ha registrado un promedio de 33,000 barriles diarios, cuando a inicios de 2009 se pronosticaba obtener aproximadamente 60,000 barriles diarios para el 2017, es decir se esperaba obtener el doble de la producción en los próximos 7 años; en agosto de 2010 Petróleos Mexicanos anunció que el proyecto Chicontepec producirá 60 por ciento menos a lo previsto, por lo cual es necesario realizar la exploración de nuevos yacimientos.¹

Durante los primeros ocho meses del año 2010 la producción promedio de crudo que Pemex mantuvo fue de 2,585,000 barriles diarios, de los cuales el 56 por ciento se trata de crudo pesado y el 76 por ciento del aceite proviene de las regiones marinas del Golfo de México, con dicha información se logra observar con la producción requerida y la zona con mayor actividad de explotación petrolera en México.²

La demanda de recursos energéticos va ligada con la estimación de crecimiento de la población mundial; por ello es fundamental el desarrollo de estrategias energéticas de todos los países, ya que los recursos naturales para generar energía a través de hidrocarburos no solo se limitan a la cantidad que se encuentra almacenada en yacimientos, si no a los costos requeridos para extraer y producir la mayor cantidad de estos; sin embargo la infraestructura de producción con la que hoy se cuenta no permitirá satisfacer la demanda, se requieren nuevos procesos que optimicen los trabajos de explotación e incrementar el volumen de reservas trabajando en la exploración de nuevas áreas.

En la actualidad países como Brasil, Nigeria y Estados Unidos de América por nombrar algunos, han enfrentado el reto de dirigir sus operaciones de exploración y explotación en aguas profundas. Se ha determinado gracias al estudio de estas zonas que una gran cantidad de hidrocarburos se encuentran almacenados en yacimientos que tienen más de 500 metros de tirante de agua (distancia entre la superficie y el lecho marino), donde el reto principal son las condiciones ambientales a las que son expuestos el equipo de perforación y producción.



México tiene 5 campos explorados en áreas con tirantes de aguas profundas y se ha creado la Unidad Especializada en Aguas Profundas de Petróleos Mexicanos, donde se pretende estudiar el potencial de explotar alrededor de 575,000 kilómetros cuadrados; donde se estima que existen numerosos campos en el área conocida como el Golfo de México, ya que se define como la región de mayor potencial petrolero con un recurso prospectivo de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa un 56 por ciento del recurso total del país³. Solo que las condiciones bajo las que se realizan operaciones en tirantes de aguas profundas representa desarrollar nuevas tecnologías y mejorar los procesos de explotación con equipos que soporten las condiciones ambientales a las que serán sometidos.

Las operaciones en aguas profundas requieren un gran trabajo que inicia desde la exploración hasta la optimización de la máxima recuperación disponible de hidrocarburos; por ello la tecnología, materiales requeridos y equipo que realiza actividades en tirantes de aguas profundas requiere altos costos para su adquisición y operación debido a la disponibilidad de los equipos que se encuentran en el mercado, estas actividades a nivel internacional han permitido que la demanda por adquirir nuevas herramientas y desarrollar mejores métodos de explotación sea una opción que facilite llevar a cabo las operaciones bajo estas condiciones. El desarrollo de campos implica numerosos riesgos y altos costos operacionales en zonas de potencial explotable, así que debe encontrarse la forma adecuada para obtener el mayor beneficio económico y seguro para la producción de hidrocarburos.

El aseguramiento de la producción se extiende desde el yacimiento hasta el flujo ascendente a través de las tuberías de producción; por ello las bajas temperaturas, altas presiones y las extensas distancias de líneas de empalme hacen que se realicen trabajos especializados en predicciones, modelados de flujo, análisis de fluidos, refuerzo del flujo, medición, vigilancia y control de la producción, todo esto para proveer un enfoque multidisciplinario que trabaje en conjunto y permita optimizar la producción de fluidos que proviene de campos submarinos con tirantes de agua mayores a los 500 metros⁷.



El aseguramiento de la producción submarina puede dividirse en tres funciones relacionadas entre sí:

- Aseguramiento de flujo.
- Refuerzo del flujo.
- Vigilancia del flujo.

El aseguramiento de flujo es la capacidad de producir económica y técnicamente hidrocarburos del yacimiento durante la vida del campo en cualquier ambiente, implica el análisis de muestras de fluidos producidos para determinar el comportamiento del yacimiento y anticipar los problemas de flujo asociados con su explotación, de modo que las instalaciones de producción puedan ser diseñadas y operadas con el objetivo de evitar o manejar problemas relacionados con el flujo continuo de hidrocarburos.

El refuerzo del flujo implica el diseño, ubicación y operación de los sistemas artificiales de producción y las bombas de refuerzo submarinas, que se combinan para lograr superar las presiones existentes entre el yacimiento y las instalaciones de producción en superficie.

La vigilancia del flujo utiliza medidores de flujo submarinos, servicios fijos de vigilancia y sensores para medir la presión, temperatura, gastos de flujo, y otras variables que resultan esenciales en lo que respecta al ajuste de operación de las bombas, los inyectores químicos y otros componentes para optimizar el desempeño de los sistemas de producción submarina.

Esta tesis se enfoca en presentar una descripción de lo que es el aseguramiento del flujo y mostrar la importancia que tiene en el proceso de explotación de campos en aguas profundas, así como los retos principales por los que atraviesa la industria petrolera al operar en este tipo de ambientes.

También se presentan las nuevas tecnologías que se han desarrollado a través de estos últimos 10 años y se observa la importancia de su uso.



Se exponen aplicaciones en algunos campos que han enfrentado problemas con el aseguramiento de flujo en otros países y que sirven de experiencia para el desarrollo de proyectos futuros, logrando mejorar las técnicas y equipos que se han implementado, así como se presenta el caso del aseguramiento de flujo con aplicación en la explotación de aceites pesados haciendo énfasis en los nuevos desarrollos tecnológicos en los sistemas artificiales de producción para lograr producir este tipo de aceites.

A través del análisis de las aplicaciones en campos se reafirma la importancia del aseguramiento de flujo, ya que se logra optimizar la producción y mitigar los problemas que pueden ser provocados al medio ambiente, tema que hoy en día es importante para lograr tecnologías que aseguren los procesos de producción y contemplen todos los riesgos posibles, ya que la explotación de yacimientos en aguas profundas no debe ser una amenaza para el medio ambiente, se deben implementar nuevas tecnologías que cuenten con medidas más estrictas de seguridad.

El estudio del aseguramiento de flujo resulta importante para aplicar y desarrollar proyectos con novedosas tecnologías, resulta una oportunidad importante para mejorar los procesos de ingeniería petrolera en nuestro país, desarrollando áreas en aguas profundas que incrementarán el volumen de reservas de hidrocarburos y permitir tener sustentabilidad de recursos energéticos a través de su explotación.



Lista de figuras y tablas

Figura I-1 Revista GlobalEnergy, Ejemplar Agosto 2010.





CAPÍTULO 1

“AGUAS PROFUNDAS”

La historia de la industria petrolera en México comenzó desde 1900, donde la exploración y explotación de hidrocarburos se caracterizó por grandes descubrimientos de campos petroleros de fácil acceso y alta productividad, por lo cual las operaciones fueron dirigidas a explotar yacimientos en pozos terrestres o tirantes de agua someras, se diseñó la infraestructura para realizar actividades en estas condiciones y se optimizaron los métodos para aumentar la recuperación y alargar la vida productiva de campos que han sido explotados por más de 30 años, sin embargo la operación en estas zonas no solo resultan las únicas opciones para satisfacer la demanda de consumo energético a través de hidrocarburos.

1.1 Definición de aguas profundas

La industria petrolera no cuenta con una clasificación internacional única que defina que debe entenderse por aguas profundas, el país que ha tenido gran desarrollo en este ámbito, Estados Unidos de América, definía que un campo en aguas profundas se refería a un tirante de agua mayor a los 300 metros aproximadamente, lo que hizo que la industria petrolera en México se alineara a esa definición durante un periodo de tiempo, unos años más tarde cuando comenzó a tener más auge este tema en el país, se decidió la siguiente clasificación de acuerdo al tirante de agua en el que se realizan operaciones costa afuera (ver **Figura 1-1**).⁴

- ◆ Operaciones en aguas someras: Son actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en tirantes de agua menores a 500 metros.
- ◆ Operaciones en aguas profundas: Se refiere a la exploración y explotación de cuencas marinas con tirantes de agua entre 500 y 1500 metros.

- ◆ Operaciones en aguas ultraprofundas: Cuando el tirante de agua supera los 1500 metros.

Los tirantes de agua son considerados, distancia entre la superficie y el lecho marino y en todo este trabajo nos apegaremos a dicha clasificación, entendiendo aguas profundas al tirante comprendido entre 500 y 1500 metros.

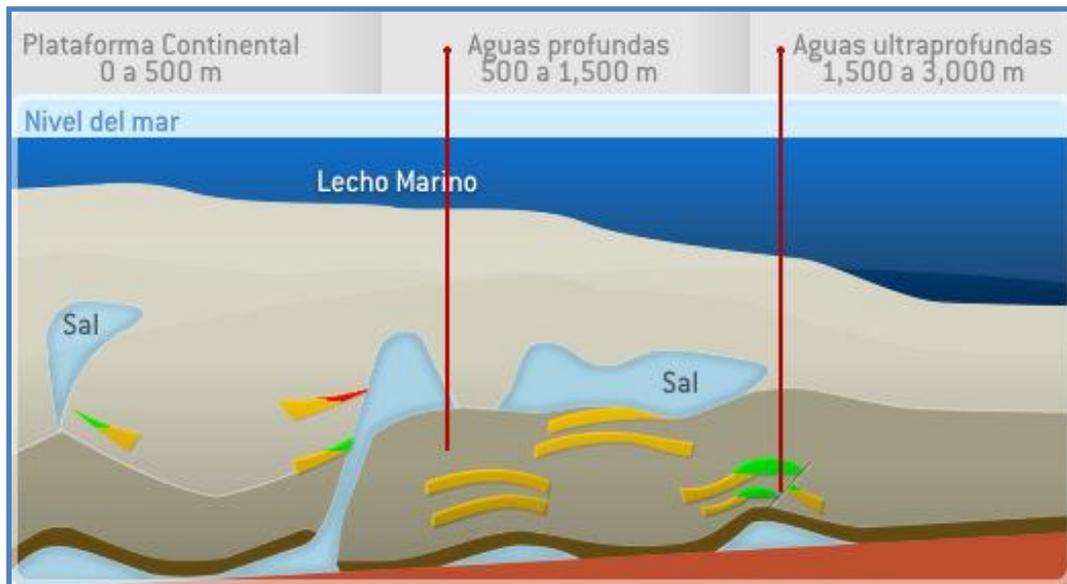


Figura 1-1 Clasificación de acuerdo al tirante de agua en el que se realizan operaciones costa afuera.

A nivel mundial la explotación en aguas profundas comenzó en los años ochenta, donde se consideró que las operaciones realizadas se trataban solo de una etapa experimental en la que se determinaría si a futuro resultaría conveniente explotar estos campos, es decir desde hace ya más de 20 años se realizaron programas de investigación sísmica para definir mejor las estructuras geológicas y determinar localizaciones de alta concentración de hidrocarburos.

México comenzó a inicios de los años noventa actividades de exploración en aguas profundas, elaboró un programa exploratorio en el Golfo de México que llevaría a Pemex a perforar pozos con tirantes de agua mayores a los 50 o 60 metros que era el estándar buscando zonas productoras de aceite y gas.

Era importante iniciar con estudios para determinar las primeras localizaciones mexicanas en aguas profundas cercanas a la frontera con Estados Unidos de América y Cuba, ya que existía la necesidad de conocer la extensión en la que se puede realizar operaciones de extracción de hidrocarburos y delimitar el área fronteriza con otros países que ya habían iniciado dichas actividades en el Golfo de México.

1.2. Importancia de realizar operaciones en aguas profundas

Actualmente las áreas de interés para aumentar las reservas de hidrocarburos en todo el mundo van dirigidas hacia las zonas de aguas profundas y ultraprofundas, en el caso de México las regiones ubicadas en estos tirantes de agua se conforman por una extensión aproximada de 575,000 kilómetros cuadrados en el Golfo de México (**Figura 1-2**), lo que resulta una zona estratégica con gran potencial para desarrollar proyectos y producir el aceite y gas contenido en dicha área, la cual está limitada al norte con Estados Unidos de América y al oriente con aguas territoriales de Cuba.

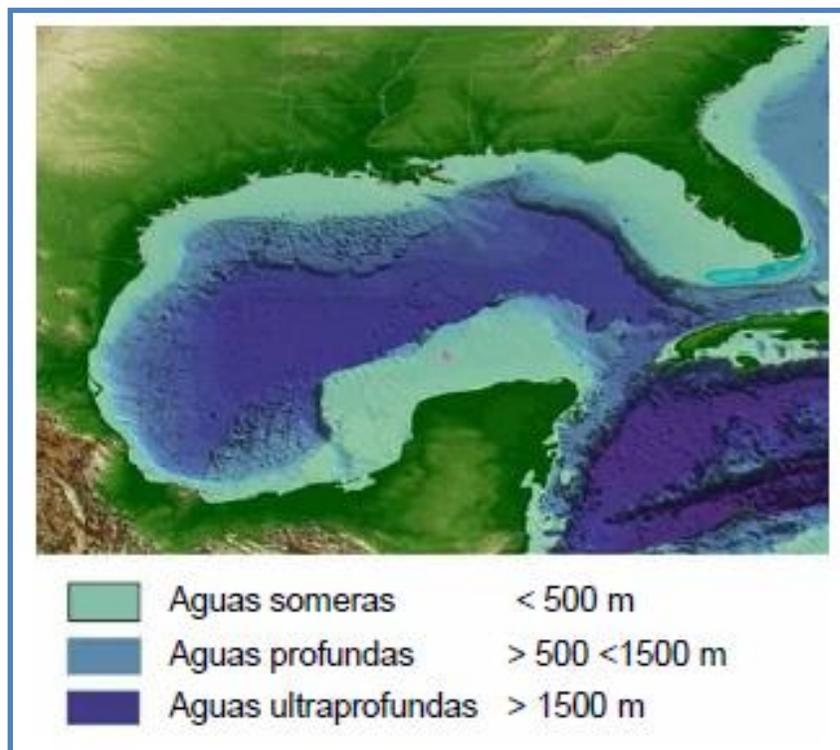


Figura 1-2 Descripción del área con potencial para explotar hidrocarburos en el Golfo de México.

La exploración y explotación de campos en aguas profundas en la parte estadounidense cuenta ya con la participación de alrededor de 30 compañías operadoras y a la fecha se han descubierto más de 190 campos, de los cuales cerca de 150 se encuentran produciendo hidrocarburos.

Llevó más de 20 años aproximadamente el descubrir esta área y EUA ha logrado alcanzar una producción alrededor de 1 millón de barriles de aceite y 30 millones de pies cúbicos de gas diarios, operando a través de compañías que cuentan con tecnología que promete en dos años más duplicar su producción.

1.3 Área conformada en aguas profundas para México

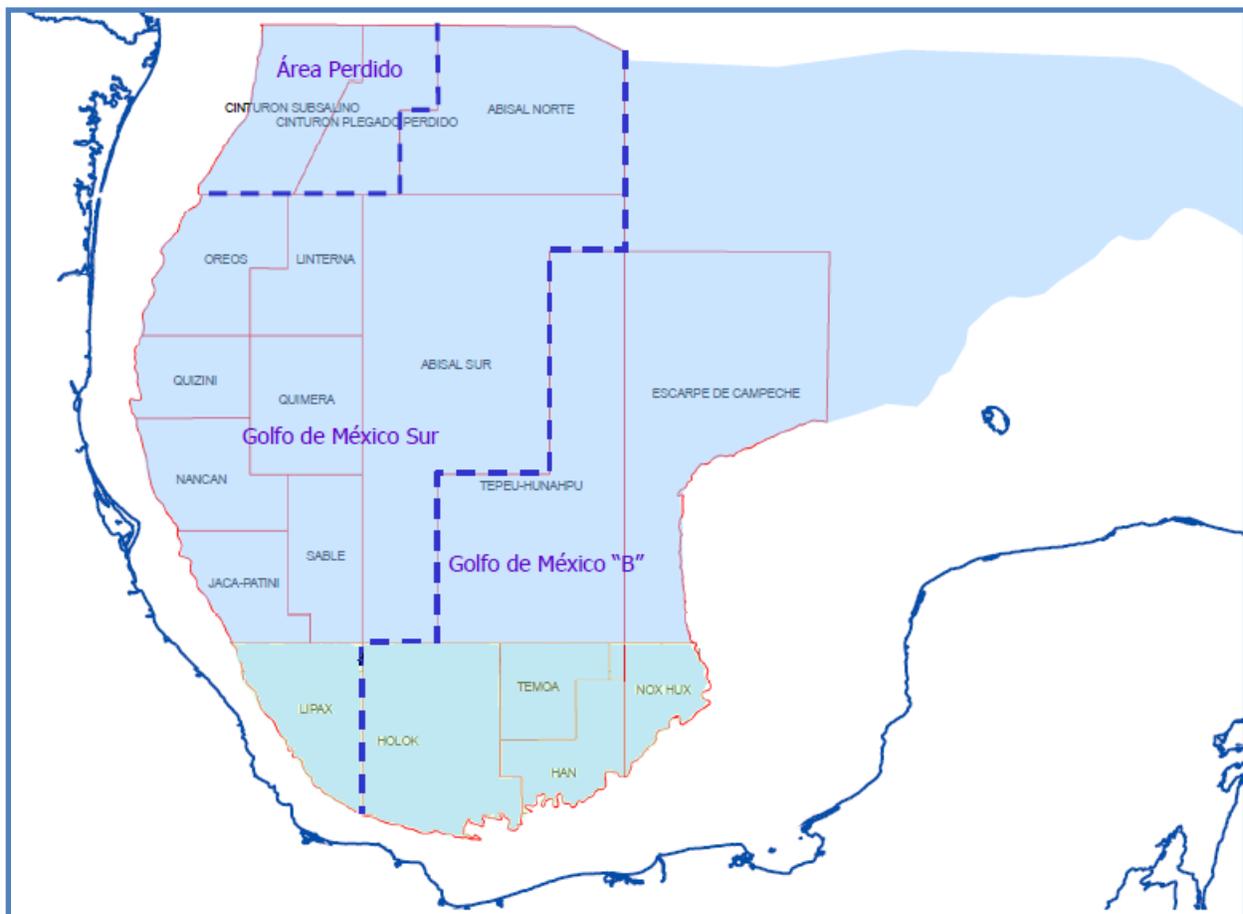


Figura 1-3 Mapa que muestra áreas de interés para explotar en aguas profundas en el Golfo de México.



La zona de aguas profundas ha sido considerada por Petróleos Mexicanos como la región de mayor riqueza de hidrocarburos, la explotación de petróleo en esta zona cuenta con un recurso prospectivo de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mbpce), lo que representaría un 56 por ciento del recurso total del país, expertos señalan que no existe información científica aplicada a la exploración petrolera que permita conocer a detalle la localización de los sitios para perforar pozos en aguas profundas del Golfo de México, sin embargo se busca que los proyectos de exploración petrolera para perforar pozos vaya dirigido a zonas de gran potencial de hidrocarburos, en la **Figura 1-3** se puede observar las áreas en las que se realizarán actividades de perforación y explotación de campos en aguas profundas y ultraprofundas.

Las áreas más importantes definidas para comenzar actividades en aguas profundas y ultraprofundas por parte de México son: Cinturón Plegado Perdido, Oreos, Nancan, Jaca-Patini, Lipax, Holok, Temoa, Han y Nox-Hux, localizadas frente a las costas de los estados de Tamaulipas y Veracruz.

Los riesgos de trabajo en estas áreas varían dependiendo del tirante de agua y el tipo de aceite, pero permitirían explotar una gran cantidad de hidrocarburos, datos oficiales reportan que a partir del 2015 existen grandes expectativas de incorporar producción proveniente del Golfo de México, que podría aportar un volumen de 13 mil barriles de petróleo. Esta producción de crudo se convertiría en la primera obtenida a partir de un proyecto de aguas profundas en México, misma que podría incrementarse a 92 mil barriles de petróleo hacia el 2017.³

En la **Tabla 1-1** se mencionan las características de los prospectos de Pemex en aguas profundas y ultraprofundas del Golfo de México, refiriéndose a las 9 áreas de interés ya mencionadas.



Tabla 1-1 Información de los 9 campos para explotar en aguas profundas y ultraprofundas en México.

| Área | Riesgo | Tirante de agua (metros) | Tipo de hidrocarburo |
|--------------------------|---------------|--------------------------|----------------------|
| Cinturón Plegado Perdido | Bajo-Moderado | Más de 2,000 | Crudo ligero |
| Oreos | Moderado-Alto | 800-2,000 | Crudo ligero |
| Nancan | Alto | 500-2,500 | Gas y crudo ligero |
| Jaca-Patini | Moderado-Alto | 1,000-1,500 | Gas y crudo ligero |
| Nox-Hux | Moderado | 650-1,850 | Crudo pesado |
| Temoa | Alto | 850-1,850 | Crudo ligero |
| Han | Moderado-Alto | 450-2,250 | Crudo ligero |
| Holok | Bajo-Moderado | 1,500-2,000 | Gas y crudo ligero |
| Lipax | Moderado | 950-2,000 | Gas y crudo ligero |

El área correspondiente a México cuenta con yacimientos transfronterizos, es decir se ha identificado estructuras geológicas capaces de contener hidrocarburos tanto en nuestro país como en la frontera con EUA y Cuba, por ello se describirá brevemente la situación con estos países.

◆ Estados Unidos de América – México

Estados Unidos de América ha realizado actividades de perforación de 100 pozos anuales en los últimos 10 años, esto abarcando la zona conocida como área Perdido donde se ubican los campos Great White y Trident.

Estas estructuras geológicas se extienden tanto en territorio mexicano como estadounidense, cubriendo aproximadamente una superficie de 50 kilómetros cuadrados a nivel del pozo llamado Wilcox; donde casi 7 kilómetros cuadrados están en territorio mexicano, en lo que se conoce como la región Alaminos 1.



Otra estructura importante es la del área de Magnánimo 1A en la parte mexicana, que cubre también área del pozo Wilcox con una superficie de 122 kilómetros cuadrados de los cuales al menos 70 están en territorio nacional y el resto en EUA donde se conectan con el campo Great White.

◆ Cuba – México

En lo que respecta a Cuba dividió los 112,000 kilómetros cuadrados de área en el mar territorial en 59 bloques, de los cuales 24 han sido asignados para su explotación a empresas como PDVSA (Venezolana), Sherritt International Corp. (Canadiense), REPSOL (Española) y PETROBRAS (Brasileña).

CUPET, la empresa estatal cubana dedicada a la extracción, producción, refinación y distribución de productos petrolíferos y derivados, mantiene relaciones con las compañías petroleras ya mencionadas, trabaja en colaboración con ellas e identificaron cinco campos que clasificó como de “alta calidad” en aguas profundas ubicadas en el Estrecho de Florida, apenas 32 kilómetros al noreste de La Habana. En el 2006 se tenían firmados 25 contratos y 25 de sus bloques se encontraban bajo licencia para ser explotados en la cuenca ubicada al norte de Cuba, su producción estimada de petróleo resultaría ser entre 4.6 y 9.3 mil millones de barriles de petróleo crudo y entre 9.8 y 21.8 billones de pies cúbicos de gas natural que se esperan producir.

1.4. Situación mundial en aguas profundas⁵

La situación mundial respecto aguas profundas creció un 67 por ciento, reportando una producción de 2.3 millones de barriles diarios en el periodo del 2005 al 2008, en todo el mundo se ubican nueve cuencas importantes que son: el Golfo de México, Brasil, la cuenca del Delta del Níger en la costa del occidente africano, el litoral occidental de Australia, el sur del Mar de China, los litorales de Japón e India; el Mediterráneo y el margen del Atlántico frente a Noruega y norte de Escocia.

Los campos registrados en aguas profundas están distribuidos en 22 países, incluyendo México, la zona con mayor concentración de estos campos se encuentra ubicada en el Golfo de México donde EUA es el país con mayor desarrollo de pozos.

A finales del 2000, el área del Golfo de México dominaba la producción de hidrocarburos en aguas profundas con un 90 por ciento de producción de aceite y con el ranking de nuevos recursos descubiertos, Brasil ocupaba el segundo lugar con una producción de 75 por ciento de aceite, mientras África Occidental, con Angola, Nigeria y Guinea Ecuatorial ocupaban el tercer lugar.

En la **Figura 1-4** se observan estas áreas que en conjunto se conoce como el “triángulo de oro”.

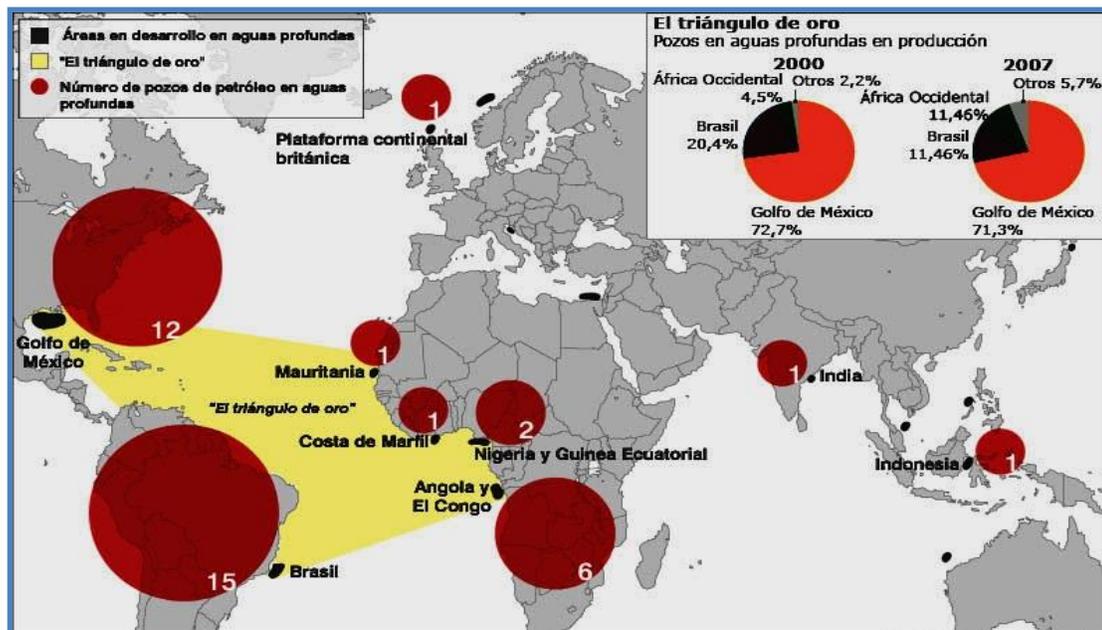


Figura 1-4 Áreas en desarrollo de campos ubicados en aguas profundas en todo el mundo.

Se requiere una enorme inversión tanto económica como de tiempo para realizar proyectos en tirantes de agua mayores a los 500 metros, sin embargo es indudable que las operaciones en aguas profundas han ofrecido descubrimientos importantes, incluso de campos gigantes, es decir campos que ofrecen una producción de más de 500 millones de barriles y sorprendentemente de super gigantes con producciones de más de 5000 millones de barriles como parecen ser los descubiertos en los últimos años por Brasil.⁵



En seguida se describirá la situación de los principales países en todo el mundo que realizan actividades en tirantes de aguas profundas, mencionando las características más importantes y los campos que se han descubierto dentro de su territorio.

Países en el continente Africano

Nigeria

Este país comenzó sus primeras licitaciones de bloques en aguas profundas desde 1990, sin embargo los primeros campos con tirantes de agua mayores a los 500 metros se descubrieron en 1996 e inmediatamente se realizaron desde esa fecha actividades para desarrollar estos campos.

La producción se mantuvo inactiva hasta el año 2003, debido a que las compañías operadoras esperaron el alza del precio del petróleo para hacer más rentable los proyectos en estas áreas.

El gobierno de Nigeria tuvo problemas al no recibir ingresos correspondientes de la explotación petrolera en 1998, 2000 y 2005 por lo cual revocó las concesiones otorgadas a las empresas extranjeras que operaban en sus bloques y decidió realizar la búsqueda con nuevas compañías dispuestas a licitar prometiendo acelerar los procesos de explotación y los pagos acordados.

Como se menciona ya, tanto la evaluación y exploración de campos en este país se realizaron tempranamente sin embargo el inicio de producción sufrió demoras, ya que los costos asociados a operaciones en áreas potenciales eran muy altos y el precio del aceite no hacía rentable las operaciones.

Las empresas que realizaban actividades en este país pusieron en actividad cuatro campos, uno de ellos llamado Bonga, un yacimiento con clasificación de campo gigante, ya que el volumen sobre la producción fue confirmado por 200 mil barriles de crudo diarios.

Dentro de los proyectos más recientes se encuentra la planeación en el 2010 del campo Usan, bajo la dirección de especialistas de Chevron.



En la **Tabla 1-2** se mencionarán los principales campos en dicho país descubiertos durante el período 1996 al 2008.

Tabla 1-2 Campos descubiertos en Nigeria.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en metros |
|-----------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Abo | 1996 | 2003 | 580 |
| Bonga Main | 1996 | 2005 | 1,030 |
| Bosi | 1999 | -- | 1,458 |
| Erha | 1999 | 2006 | 1,036 |
| Akpo | 2000 | -- | 1,325 |
| Ungo | 2002 | -- | 700 |
| Usan | 2002 | -- | 750 |
| Bonga Northwest | 2003 | -- | 1,200 |
| Erha North | 2004 | 2006 | 1,000 |
| Eti/Asasa | -- | -- | -- |
| Agbami | -- | -- | -- |

Angola

Al igual que en Nigeria sus primeros campos en aguas profundas fueron descubiertos desde los años noventa, en el 2002 uno de ellos inició operaciones y los demás se han desarrollado durante el periodo del 2003 al 2008.

Angola podría ser definido como un país importante debido a los numerosos proyectos y desarrollo que ha logrado realizar en aguas profundas (ver **Tabla 1-3**).

Dentro de sus descubrimientos se encuentran tres campos gigantes: Girasol; Saxe y Batuque, el primero comenzó a producir en el 2001 y los otros dos campos tenían un programa para realizar operaciones en el 2008.

El número de campos en este país ascendió a 30 en el 2008, esta cifra podría alcanzar el número de campos explotados en aguas profundas realizados por Brasil.

Entre junio de 2007 y marzo de 2008, arrancaron ocho nuevos campos, a ellos se suman dos gigantes ya mencionados, con lo que para septiembre de 2008 este país contaba ya con 23 campos en desarrollo.



Las innovaciones técnicas en este país han sido sorprendentes, muestra de ello son la perforación de un pozo horizontal, un pozo con una desviación de 75 grados respecto a la vertical y perforaciones en tirantes de aguas ultraprofundas, todas estas actividades han sido desarrolladas en el campo Girasol.

Tabla 1-3 Campos descubiertos en Angola.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-----------------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Girasol | 1996 | 2001 | 1,360 |
| Kissanje | 1997 | 2005 | 1,011 |
| Dalia | 1997 | 2006 | 1,360 |
| Dalia II | 1998 | -- | 1,250 |
| Dikanza | 1998 | 2005 | 1,154 |
| Hungo | 1998 | 2004 | 1,202 |
| Marimba | 1998 | -- | 1,289 |
| Rosa | 1998 | 2007 | 1,405 |
| Chocalho | 1999 | 2004 | 1,147 |
| Xicomba | 1999 | 2003 | 1,355 |
| Camelia | 1999 | -- | 1,296 |
| Plutonio | 1999 | 2008 | 1,362 |
| Cravo | 1999 | -- | 1,357 |
| Cobalto | 2000 | -- | 1,330 |
| Girasol C-1, Block 17 | 2000 | 2003 | 1,292 |
| Cromio | 2000 | -- | 1,233 |
| Galio | 2000 | -- | 1,238 |
| Paladio | 2000 | -- | 1,230 |
| Tomboco | 2000 | -- | 506 |
| Batuque | 2000 | -- | 725 |
| Mondo | 2000 | -- | 740 |
| Saxi | 2000 | -- | 675 |
| Plutao | 2002 | -- | 2,020 |
| Saturno | 2003 | -- | 1,804 |
| Gimboa | 2004 | -- | 711 |
| Bavuca | 2004 | -- | 1,094 |
| Marte | 2004 | -- | 2,000 |
| Venus | 2004 | -- | 2,012 |
| Cordelia | 2007 | -- | 2,308 |
| Cominhos | 2007 | -- | 1,594 |

Guinea Ecuatorial

Los primeros tres campos desarrollados en este país se realizaron con actividades de perforación en la segunda mitad de la década de los noventa, solo un año después de su descubrimiento fue lo que tardaron en iniciar con operaciones.



El campo más importante en este país fue nombrado Zafiro y fue descubierto por la compañía Exxon-Mobil en 1995, una zona cuyas fronteras marítimas se encontraban indefinidas.

Este país aprobó el desarrollo del campo y la compañía acondicionó un buque tanque para reunir la producción y exportarla. Zafiro es considerado como un campo gigante, ya que su producción inicial fue de 40 mil barriles diarios y en el 2008 aportaba poco menos de 250 mil barriles diarios.

El problema fundamental de Guinea está asociados a las zonas fronterizas y el conflicto de límites que se creó después de explotar los campos Zafiro y Topacio, por lo cual en el 2004 fue creada una zona de desarrollo en conjunto, en tanto la Organización de las Naciones Unidas dictará una resolución final.

En el 2007 la compañía Noble Energy, reemprendió la exploración y con ello se logró descubrir dos nuevos campos reportados en junio del 2008.

En la **Tabla 1-4** se pueden observar los campos descubiertos en este país.

Tabla 1-4 Campos descubiertos en Guinea Ecuatorial.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Zafiro | 1995 | 1996 | 600 |
| Topacio | 1996 | 1997 | 579 |
| Ceiba | 1999 | 2000 | 700 |
| Okume | 2001 | -- | 503 |
| Ceiba South | 2002 | -- | 1,001 |
| Ébano | 2002 | -- | 625 |
| Benita | 2007 | -- | -- |
| Diega | 2008 | -- | 660 |

Congo

Este país descubrió campos en aguas profundas (ver **tabla 1-5**) desde los años noventa, sin embargo sus operaciones se retrasaron hasta el 2008, en el que la compañía Francesa Total anunció el 28 de abril que el complejo Moho-Bilondo comenzaría a producir.



Muchos de los problemas que retardan la puesta de operación de descubrimientos son los conflictos externos entre países que comparten territorio fronterizo, en este caso el campo se descubrió en 1995 pero la puesta en marcha del proyecto se demoró casi trece años debido a que no se llegaba a un acuerdo en la firma del contrato, sin embargo después de firmarse este contrato solo se tardó 33 meses para realizar el diseño del equipo y lograr instalarlo, incluyendo el tendido de un oleoducto de 80 kilómetros de largo y 16 pulgadas de diámetro, que trasladaría el crudo a la terminal de exportación en la costa.

La producción esperada de 90 mil barriles diarios se consideraba una cifra exagerada, ya que el volumen de reservas estimado para los campos Moho-Bilondo resultaba modesto, Offshore publicó que los campos unificados tenían un volumen de reservas de 240 millones de barriles.

Tabla 1- 5 Campos descubiertos en el Congo.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|---------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Moho | 1995 | 2008 | 800 |
| Bilondo | 1998 | 2008 | 546 |
| Lianzi | 2004 | -- | 909 |
| Azurie | 2005 | -- | 1,376 |

Costa de Marfil

Este país comenzó hace muy pocos años con la perforación y explotación de sus campos en aguas profundas, por lo cual solo se cuenta con información de los campos que han sido descubiertos y se muestran en la **Tabla 1-6**.

Tabla 1-6 Campos descubiertos en Costa de Marfil.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|--------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Baobab | 2001 | 2005 | 1,000 |
| Acajou | 2003 | -- | 930 |
| Espoir | -- | 2002 | 600 |



Mauritania

Mauritania solo tiene dos campos descubiertos (ver **Tabla 1-7**), en el 2001 la empresa australiana Woodside descubrió el primer campo, nombrado el Chinguetti, que inició operaciones en el 2006, este yacimiento es pequeño y tiene una modesta producción de 15 mil barriles diarios.

El otro campo fue nombrado Tiof e iniciaría su producción en el 2007, en el 2008 aun no se tenía registrada su primera producción, sin embargo se planteo un programa de operaciones para los próximos tres años y se comentaba sobre el volumen de reservas.

Tabla 1-7 Campos descubiertos en Mauritania.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Chinguetti | 2001 | 2006 | 791 |
| Tiof | 2003 | -- | 1,080 |

Ghana

En mayo del 2008 la prensa petrolera mundial anunció el primer descubrimiento de un campo en aguas profundas de este país (ver **Tabla 1-8**): el Mahogany, de la estadounidense Kosmos Energy, al 2010 se tienen perforados 6 pozos y su primera producción se registro en este mismo año.

Tabla 1-8 Campo descubierto en Ghana.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|----------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Mahogany | 2008 | -- | 1,320 |

Australia

Es uno de los países con numerosos campos en aguas profundas (ver **Tabla 1-9**) descubiertos desde los años ochenta, la explotación comenzó hasta el 2006 cuando se alcanzó el pico de los precios de aceite. Sus dos campos que cuentan con un programa de explotación son el campo Enfield que planeó iniciar operaciones en el año 2006 y Stybarrow en noviembre de 2007, al 2008 se publico que ambos retrasarían el inicio de su producción así como se encontraba en construcción los equipos para la producción de los campos Eskdale y Gorgon.



Tabla 1-9 Campos descubiertos en Australia.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-----------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Chrysaor | 1994 | -- | 806 |
| Dionysus | 1996 | -- | 1,092 |
| Gorgon | 1997 | -- | 920 |
| Enfield | 1999 | 2006 | 544 |
| Jansz | 2000 | -- | 1,321 |
| Laverda | 2000 | -- | 840 |
| Stybarrow | 2003 | 2007 | 825 |
| Skiddaw | 2003 | -- | 780 |
| Eskdale | 2004 | -- | 822 |
| Pluto | 2005 | -- | 976 |

Indonesia

En Indonesia los primeros campos descubiertos en aguas profundas se realizaron en los años noventa (ver **Tabla 1-10**), aunque solo uno entro en operación, el campo West Seno, ya que este esperó el alza de precio de crudo para iniciar operaciones.

El campo West Seno, produjo hidrocarburos desde el 2003 y su volumen estimado permitía considerar que se trataba de un campo gigante. En el 2008 se reportó que se explotaban más de 20 pozos y se producían 40 mil barriles de aceite diarios. En este campo se construyó un sistema combinado de plataformas marinas con equipos de procesos en tierra. Se utilizaba una plataforma TLP^a, dos unidades flotantes y ductos que conducen la producción a tierra firme a la terminal nombrada Santan donde se procesan los hidrocarburos. Cabe mencionar que este país presenta un esquema que es estudiado para el desarrollo de campos en Egipto y en los campos del Proyecto Coatzacoalcos en México.

Tabla 1-10 Campos descubiertos en Indonesia.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-----------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Mera | 1997 | -- | 520 |
| West Seno | 1998 | 2003 | 953 |
| Aton | 1999 | -- | 1,150 |
| Janaka | 1999 | -- | 1,316 |
| Sadewa | 2003 | -- | 550 |



Filipinas

Este país es considerado como un importador neto, donde la compañía Shell ha incursionado en aguas profundas desde finales de los años ochenta. En el 2001 se inició la producción de gas en el campo Malampaya.

En la **Tabla 1-11** se observan los campos descubiertos en este país hasta el 2008.

Tabla 1-11 Campos descubiertos en Filipinas.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-----------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Camago | 1989 | -- | 736 |
| Malampaya-38 | 1992 | 2001 | 820 |
| Malampaya (Rim) | 2000 | -- | 845 |

Malasia

Este país descubrió su campo Kikeh en el 2002 (ver **Tabla 1-12**), a través de la pequeña compañía estadounidense Murphy Oil Corporation, el campo fue anunciado como un gran éxito y se realizaron actividades para conocer la extensión completa, a finales del 2007 se iniciaron operaciones reportando una producción de 100 mil barriles diarios, lo que es un dato suficiente para reconocer a kikeh como un nuevo campo gigante.

El diseño de sus instalaciones está conformado por una combinación de pozos controlados desde una plataforma spar^b, con otros pozos submarinos. La compañía Schlumberger lo califica como único en su tipo en todo el mundo, ya que el proyecto comprende 20 pozos productores y 20 pozos inyectores de agua.

Tabla 1-12 Campos descubiertos en Malasia.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Kikeh Sb | 2002 | -- | 1,330 |
| Kikeh Kecil | 2003 | -- | 1,359 |

Japón

Japón comenzó operaciones en aguas profundas frente a las islas Hokkaido descubriendo solo un campo (ver **Tabla 1-13**), las pruebas de producción fueron exitosas pero las perforaciones para delimitar el yacimiento fracasaron, no obstante a pesar de los contratiempos, el Japan Energy Group (JAPEX) afirma en un reporte que continuará explorando con sísmica 3D y otras técnicas avanzadas.



Tabla 1-13 Campo descubierto en Japón.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Sanriku Oki | 2000 | -- | 857 |

India

Las actividades en aguas profundas comenzaron en el 2000 y se descubrieron cuatro campos (ver **Tabla 1-14**) que hasta el 2008 no estaban en operación. En octubre de 2006, la plataforma Sagar Bhusan sufrió un accidente en el que se perdieron todos los equipos en el fondo del mar, por ello se retrasaron los programas. La petrolera estatal Oil and Natural Gas Corporation Limited anunció el descubrimiento de su campo Krishna como un gran descubrimiento de gas.

Tabla 1-14 Campos descubiertos en India.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-----------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Krishna | 2000 | -- | 844 |
| Annapurna | 2001 | -- | 1,030 |
| M Field | 2002 | -- | 500 |
| D6 Field | 2002 | -- | 900 |

Países en el continente Europeo

Noruega

Noruega cuenta con un solo campo en zonas de aguas profundas, fue descubierto por la compañía Norsk Hidro en 1997, lo nombraron Ormen Lange (ver **Tabla 1-15**) y es un campo productor de gas.

La producción de este campo gigante se estima con 2,470 millones de pies cúbicos de gas diarios cuya producción está destinada a Reino Unido.

El campo Ormen Lange se encuentra ubicado en aguas situadas hacia el litoral de Noruega cercanas al Círculo Polar, por lo cual posee con características de temperaturas que son próximas al punto de congelación donde se forman hidratos en las corrientes de producción, los hidratos son considerados como problemas fundamentales para el aseguramiento de flujo, así que se instaló el sistema de anticongelantes más grande del mundo.



El desafío principal en cuanto a instalaciones fue la construcción del gasoducto que corre de una estación de proceso situada en Noruega y el litoral de Reino Unido. El ducto tiene 1,200 kilómetros de longitud y fue instalado a una profundidad de entre 850 y 1,100 metros, este proyecto pasará a la historia por el tipo de construcción y sus instalaciones.

Tabla 1-15 Campo descubierto en Noruega.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Ormen Lange | 1997 | 2007 | 888 |

Reino Unido

Reino Unido comenzó a descubrir campos en aguas profundas desde la primera mitad de los años noventa, sus primeras exploraciones se realizaron en áreas del margen Atlántico, sin embargo ninguno de ellos después de casi 15 años ha logrado producir.

Los tres campos que se han descubierto (ver **Tabla 1-16**) en profundidades mayores a los 500 metros, se ubican al noreste de Escocia, cerca de las islas Faroes, ya que en el Mar del Norte no se han descubierto campos.

Tabla 1-16 Campos descubiertos en el Reino Unido.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-----------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Cuillin Central | 1994 | -- | 510 |
| Cuillin South | 1994 | -- | 530 |
| Alligin | 1995 | -- | 514 |

Albania

Este país abrió su sector del Mar Adriático a licitaciones internacionales después del derrumbe del socialismo.

A través de la compañía Chevron y AGIP (empresa italiana) lograron perforar un solo pozo (ver **Tabla 1-17**) en 1993, el pozo tenía manifestaciones de hidrocarburos aunque más tarde su propio gobierno publicó que el descubrimiento no resultaba comercial y probablemente nunca sería explotable.



Tabla 1-17 Campo descubierto en Albania.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|-------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| A4-1X | 1997 | -- | 700 |

Italia

Este país perforó un pozo en aguas profundas a través de la compañía Chevron y La Agencia Generale Italiana Petroli, el pozo fue nombrado Aquila (ver **Tabla 1-18**) y se dudaba si su producción sería rentable, ya que tanto su ubicación y escasa reserva de 20 millones de barriles de petróleo lo consideraban descartado para realizar actividades de producción.

El desarrollo de este campo se realizó con actividades de perforaciones horizontales, rama en la que este país ha logrado importantes descubrimientos en zonas submarinas.

Tabla 1-18 Campo descubierto en Italia.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|--------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Aquila | .. | 1998 | 850 |

Israel

En Israel solo se han descubierto tres campos (ver **Tabla 1-19**) en tirantes de aguas profundas, sin embargo ninguno de sus campos tenía programado un plan de desarrollo para llevar a cabo la producción de hidrocarburos.

En el 2007 la compañía Noble Energy descubrió el campo que parece ser el más importante de esta nación, nombrándolo Mari-B y se encuentra localizado tanto en tirantes de aguas someras como profundas.

Tabla 1-19 Campos descubiertos en Israel.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|--------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Noa | 1999 | -- | 779 |
| Mari-B | 2007 | -- | 1,646 |
| Tamar | 2007 | -- | 1,620 |



Campos descubiertos en África Mediterránea

Egipto

Los primeros campos que se perforaron en aguas profundas en este país se realizaron en 1998, aunque al igual que varios países que se han mencionado esperó el alza de precios para iniciar con la explotación de estos y garantizar la rentabilidad en sus proyectos.

En Egipto se han construido sistemas de explotación que combinan instalaciones de extracción costa afuera con equipos de proceso en tierra, además incorporaron campos en aguas profundas y campos ubicados en aguas someras donde su instalación resultaba menos complicada y costosa.

Cuentan con un proyecto que une a los campos Sienna, Simian y Scarab que se ubican en aguas profundas con el campo Sapphire que se encuentra en aguas someras, el proyecto de desarrollo en conjunto se ubica muy cercano al Delta del Nilo y la distancia entre los campos y las instalaciones de proceso de gas en tierra se encuentran cerca de Alejandría, alrededor de 120 kilómetros.

En la **Tabla 1-20** podemos observar los campos descubiertos en este país.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|---------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Saffron | 1998 | 2003 | 610 |
| Scarab | 1998 | 2003 | 650 |
| Simian | 1999 | 2005 | 790 |
| Serpent | 1999 | -- | 600 |
| Sienna | 2000 | 2005 | 985 |
| Saurus | 2001 | 2004 | 630 |
| Sequoia | 2002 | -- | 600 |
| Solar | 2002 | -- | 700 |
| El King | 2002 | -- | 720 |
| El Max | 2002 | -- | 945 |

Tabla 1-20 Campos descubiertos en Egipto.



Países en América Latina

Brasil

Brasil es un país que en cuanto a operaciones en aguas profundas es similar a Estados Unidos de América, ya que debido a la demanda de consumo y escases de petróleo en aguas someras, decidieron adelantar una década las operaciones a realizar en tirantes de aguas profundas.

Desde que se iniciaron actividades de exploración no dudó en desarrollar programas para llevar a cabo la explotación de petróleo, esto aproximadamente desde los años noventa, como ejemplo de esto es el campo Marlim.

Otro de sus campos, nombrado Roncador, es el campo más profundo que se ha perforado para realizar su producción, aproximadamente se alcanzaron los 1,850 metros de tirante de agua, demostrando la gran facilidad para llevar a cabo la exploración en zonas de aguas ultraprofundas.

Sus recientes descubrimientos realizados en 2007 y 2008, han mostrado que esa nación tendrá que realizar actividades en tirantes de más de 2,000 metros y sus operadores se han comprometido asumir el reto y realizar operaciones seguras y exitosas en aguas ultraprofundas.

Durante el 2007 e inicios de 2008 Brasil logró realizar tres descubrimientos, los campos fueron nombrados Tupi, Sugar y Júpiter, donde se apreció el desarrollo tecnológico que han impulsado las nuevas compañías operadoras.

La zona en la que se encuentran ubicados los campos ya mencionados, es una cuenca de cuerpos salinos en la que se habían perforado ya al menos 100 pozos, así que se decidió regresar a explorar el área con nuevas herramientas de sísmica que aportaban una mejor resolución en las imágenes para superar los problemas con dichas estructuras.



Tabla 1- 21 Campos descubiertos en Brasil.

PETROBAS espera que entre cinco y siete años más Brasil consiga explotar campos con profundidades mayores a los 2,230 metros, logrando así alcanzar los avances realizados por EUA.

Existe numerosa información sobre el potencial de los yacimientos mencionados, incluso publicaciones han afirmado que su producción se encuentra entre cinco y ocho mil millones de barriles de petróleo, desde luego aún no se cuenta con estadísticas oficiales, pero hoy en día Brasil podría convertirse en el país sudamericano exportador de energía.

El último hallazgo de un campo se registró en el 2010, nombrado Libra y con un tamaño de reserva de 8,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En la **Tabla 1-21** se logra observar el gran número de campos descubiertos en este país.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|--------------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Marlim | 1985 | 1991 | 835 |
| Frade (Area 366) | 1986 | -- | 1,141 |
| Marlim South | 1987 | 2001 | 1,080 |
| Marlim module 1 | 1987 | 1994 | 1,027 |
| Voador South | 1987 | 1998 | 611 |
| Barracuda | 1989 | 2004 | 843 |
| Voador North | 1989 | 1998 | 563 |
| Area D0 1-425 | 1990 | -- | 925 |
| Bijupira | 1990 | 2003 | 735 |
| Salema | 1990 | 2003 | 550 |
| Espadarte 409 | 1993 | -- | 1,350 |
| Marlim West | 1993 | 1999 | 700 |
| Albacora Leste | 1994 | 2006 | 1,240 |
| Albacora Pilot | 1994 | 1998 | 1,109 |
| Caratinga | 1994 | 2005 | 922 |
| Espadarte 499 | 1994 | 2000 | 940 |
| Marlim Pilot | 1994 | 1998 | 1,250 |
| Marlim Leste | 1994 | -- | 1,080 |
| Frade 511 | 1996 | -- | 980 |
| Area 509-A | 1996 | -- | 962 |
| Marimba Leste | 1996 | 2001 | 700 |
| Roncador | 1996 | 2000 | 1,853 |
| Brazil-10 | 2000 | -- | 1,654 |
| Brazil 142 | 2001 | -- | 531 |
| Marimba Leste | 2001 | -- | 711 |
| Jubarte BC-60 | 2001 | 2008 | 1,246 |
| Jubarte Main | 2001 | -- | 1,246 |
| Brazil SPS 36 | 2003 | -- | 1,000 |
| Golfinho | 2003 | 2006 | 1,350 |
| Golfinho Pilot | 2003 | 2006 | 1,300 |
| Golfinho Phase 1 | 2003 | -- | 1,374 |
| Marlim Leste 9 | 2003 | -- | 962 |
| Piranema | 2003 | -- | 1,152 |
| Canapu | 2005 | -- | 1,608 |
| Golfinho Northwest | 2006 | -- | 1,300 |
| Tupi | 2007 | -- | 2,231 |
| Sugar Loaf | 2007 | -- | -- |
| Júpiter | 2008 | -- | -- |



Estados Unidos de América

Estados Unidos de América debido a la demanda de energía a través de hidrocarburos, alcanzó el pico de su producción desde los años setenta lo que hizo inevitable desde entonces desarrollar campos con tirantes de aguas profundas y ultraprofundas, a la fecha es el país que posee más de la mitad de este tipo de yacimientos.

Debido a lo extenso que resultaría mencionar todos sus descubrimientos, solo se menciona los detalles más importantes que se han encontrado durante la explotación de campos en aguas profundas.

La producción en aguas profundas se inició en 1979 con el campo Cognac operado por la compañía Shell, el tirante de agua en la que se operaba eran entre los 312 y 412 metros, recordemos que estos tirantes considerados como aguas profundas son menores a la clasificación que se considera en esta tesis, pero para esos años EUA clasificó estos tirantes de agua como operaciones en aguas profundas, el campo Cognac mantuvo el record de producción por diez años logrando así mostrar al mundo porque era importante la exploración en estas zonas.

Este país exploró zonas con estructuras de domos salinos que se consideraba como el área ciega, debido a la dificultad que representaba realizar operaciones, así que aprovecharon las nuevas tecnologías que se habían desarrollado y lograron dar un gran salto para descubrir el enorme potencial de reservas y sustentarlo con su explotación.

Desde entonces las operaciones en tirantes de aguas profundas y la tecnología de producción en EUA ha avanzado enormemente, tan solo en 1997 se tenían 17 proyectos que producían hidrocarburos y la mayoría de los países del resto del mundo solo planeaban realizar exploraciones en yacimientos con estas características.

En 2008 EUA anunció que tenía ya en total:

- ◆ 181 campos descubiertos.
- ◆ 115 proyectos en explotación.
- ◆ 54 proyectos que podrían ponerse en explotación entre el 2003 y 2008.
- ◆ 66 campos vírgenes en el Golfo de México.

Este país es el único en el mundo que cuenta con tecnología para desarrollar campos en 2,400 metros de profundidad y reportaba en el 2010 tener 31 plataformas operando en aguas profundas.

En la **Figura 1-5** se muestra un mapa con todos los campos descubiertos de 1975 al 2008.

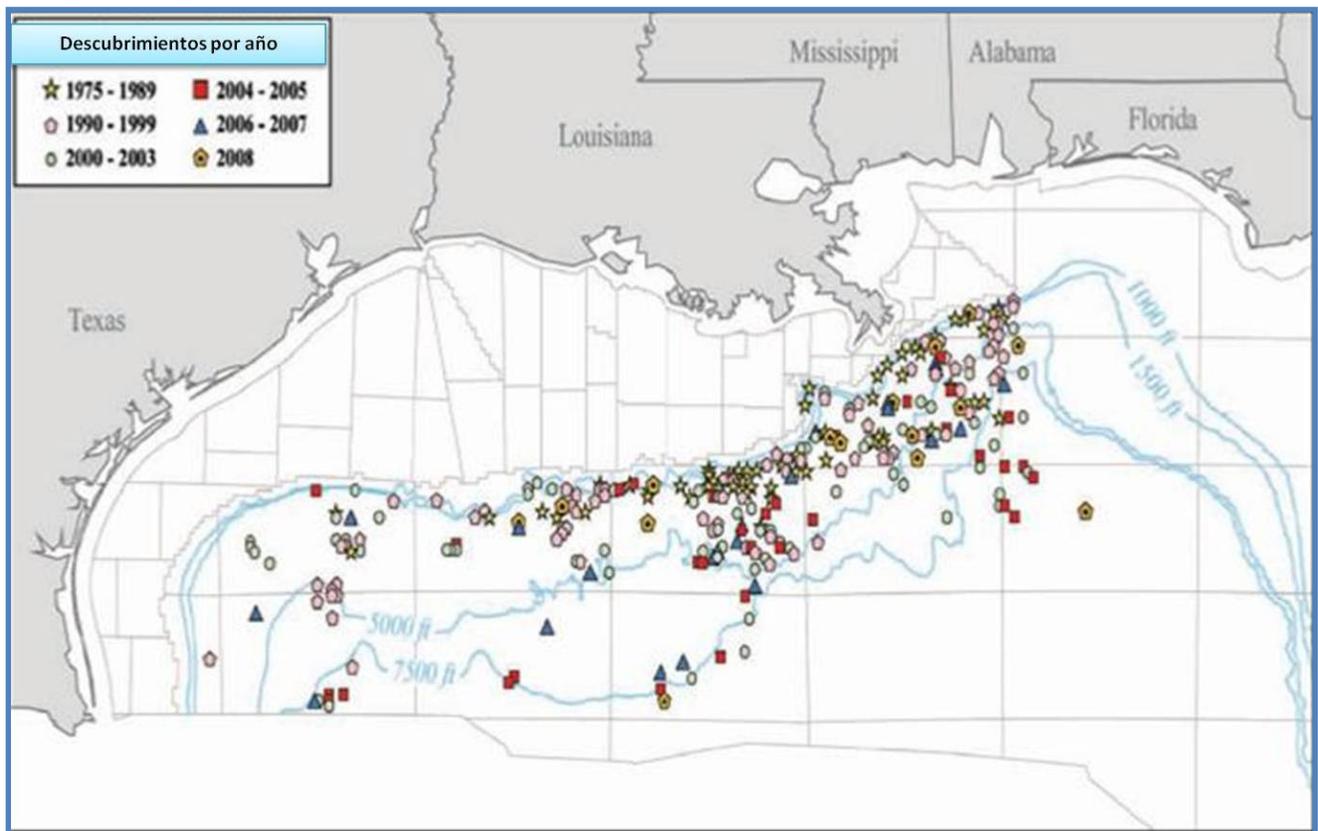


Figura 1-5 Campos descubiertos en EUA en tirantes de aguas profundas.



1.5. Situación de México en aguas profundas

Las actividades de Pemex en aguas profundas iniciaron en los años noventa, uno de los factores que propició el explorar campos en México, fue la apertura que inició el Tratado de Libre Comercio ya que impulsó actividades de exploración.

Los primeros pozos perforados que superaron los tirantes de agua estándar de no más de 60 metros se realizaron con el descubrimiento del campo Ayín, que contaba con un total de 334 millones de barriles de crudo como reserva total de las cuales 178 fueron reconocidas como probadas.⁶

Durante un periodo de 1990 al 2004 se perforaron los pozos Yumtisil-1, Ayin-1, Dzunum-1, Chuktah-1, Alak- 1, Tabscoob-1 y 5 pozos que se encontraban en el proyecto nombrado “Le Acach-Chuktah”, ya con un tirante de agua mayor a los 160 metros, destacando que durante el periodo del 2001 a 2004 se destinaron 10,000 millones de dólares a la investigación de áreas en tirantes de aguas profundas.³

En 2001 y 2002, se elaboró trabajos precisando las localizaciones y oportunidades exploratorias, para comenzar con un nuevo periodo para Pemex logrando desarrollar proyectos en tirantes de agua mayores a los 500 metros.

La Unidad Especializada en Aguas Profundas de Pemex había elaborado un programa planteando avances graduales en el Golfo de México, se proponía perforar 11 pozos exploratorios entre el 2002 y el 2007, donde se aplicaría tecnología moderna de sísmica para realizar la investigación, sin embargo en estos años se presentó un incremento elevado en el precio del aceite, así que la Secretaria de Energía reformuló su programa y desde finales de 2006 Pemex se propuso perforar 47 pozos profundos sólo entre 2007 y 2012.

Los pozos que se perforaron en estos años fueron: Nab-1 (2004) ya con un tirante de agua de 680 metros, Kastelan-1 (2005) y Caxui-1 (2005) ambos con un tirante de agua entre 400 y 450 metros, todos estos sin mucho éxito.



En el 2005 se perforó el pozo Noxal-1 que daría como resultado 80 millones de barriles de crudo equivalente como reserva posible, un año más tarde se perforó el pozo Lakach-1 (pozo de gas) que presentaba 250 millones de pies cúbicos de gas como reserva probada y más de 1 billón de pies cúbicos de gas como reservas totales, estos dos pozos perforados en el área denominada “Holok-Alvarado” ya habían alcanzado un tirante de agua mayor a los 900 metros.⁶

Debido a los pozos perforados en marzo de 2008 Pemex creó un grupo multidisciplinario de investigación en aguas profundas para la explotación de los campos ya descubiertos en el proyecto Coatzacoalcos, fundamentalmente Lakach, Noxal y Lalail. El esquema que presentaría para su equipo de explotación, constaba de un spar^b o una plataforma de patas tensionadas TLP^a para reunir la producción de los campos, en combinación con equipos de separación, bombeo y proceso en tierra, en el caso del Proyecto Coatzacoalcos, se ubicarían en Ciudad Lerdo de Tejada, Veracruz.

En la **Tabla 1-22** se mencionan los campos que representan hasta el 2008 proyectos importantes para Pemex.

Tabla 1- 22 Campos descubiertos en aguas profundas en México.

| Campo | Fecha de descubrimiento | Fecha de inicio de explotación | Tirante en Metros |
|--------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Nab | 2004 | -- | 679 |
| Noxal | 2006 | -- | 936 |
| Lakach | 2006 | -- | 988 |
| Lalail | 2007 | -- | 806 |
| Tamil | 2008 | -- | 660 |

Para realizar exploraciones en aguas profundas, Pemex ha contratado ya varias plataformas para operar en aguas profundas y enseguida se harán mención de estas.



- ◆ Plataforma Petrorig III, la cual puede perforar en tirantes de agua de 2,100 metros.
- ◆ Plataforma Bicentenario, considerada como la más grande con la que se puede perforar tirantes de agua mayores a los 3,000 metros, se pretende con ella realizar perforaciones cerca de la frontera con EUA.
La plataforma fue contratada desde el 2007 y se planeó su llegada a México para finales del 2010, sin embargo en noviembre se anunció su demora para el año 2011 y tendrá un costo diario de 500 mil dólares aproximadamente.
- ◆ Plataforma Sea Dragon, esta plataforma llegará aproximadamente entre los primeros meses del 2011.

Las plataformas mencionadas pretenden trabajar en la zona de Coatzacoalcos Profundo, Sonda de Campeche Profunda y Franja de Perdido, solo la plataforma Bicentenario es la que tiene como objetivo realizar operaciones en Franja de Perdido debido a la capacidad que tiene para perforar en tirantes de aguas profundas.

En la **Tabla 1-23** se describirán algunos detalles importantes de las plataformas que se ocuparan en México para desarrollar campos en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas.

Tabla 1-23 Características de las plataformas que realizarán operaciones en aguas profundas.

| Plataformas | Tirante de agua (metros) | Días contratados | Pozos |
|--------------|--------------------------|------------------|------------|
| Max Smith | 1,500 | 1,095 | Lakach DL2 |
| Petrorig III | 2,000 | 1,825 | Piklis |
| Bicentenario | 3,000 | | Maximino |
| Sea Dragon | 2,000 | 1,825 | |



1.6 Aguas ultraprofundas

La definición de aguas ultraprofundas considera el realizar actividades de exploración y explotación en zonas con tirantes de agua mayores a los 1,500 metros, distancia entre la superficie y el lecho marino⁴.

La complejidad de realizar trabajos en este tipo de ambientes es mayor a la que se presenta en operaciones en aguas profundas, esto es debido a que entre mayor sea el tirante de agua la estructura superficial debe resistir mayores cargas, así como se necesita un mayor análisis y estudio en el diseño de los risers, estos aumentan su peso y requieren configuraciones alternativas como un aislante de movimiento o un sistema de estabilidad.

Otra operación que es más compleja en estos campos es la instalación de la estructura superficial, ya que el anclaje debe tener un mayor estudio en el uso de cables para reducir el radio de amarre y la torsión durante la instalación, se requieren nuevos métodos para reducir el apoyo marítimo y permitir que estas operaciones sean menos costosas.

Los vehículos operados a control remoto se utilizan en aguas profundas debido a que a través de ellos se logra realizar operaciones donde las condiciones ambientales limitan a que solo mediante estos equipos sean posibles de llevar a cabo, en el caso de su uso en tirantes de agua ultraprofundas son de mayor utilidad ya que aumenta considerablemente la presión debido a que no existe otra manera de operar en el fondo marino sino con esta herramienta que logra ejecutar múltiples acciones como si se estuviera frente a los equipos, e incluso observar a distancia lo que allí ocurre.

Los principales retos que se presentan en operaciones de producción en aguas ultraprofundas se mencionan en la siguiente figura donde se puede observar las zonas con mayores riesgos (ver **Figura 1-6**).

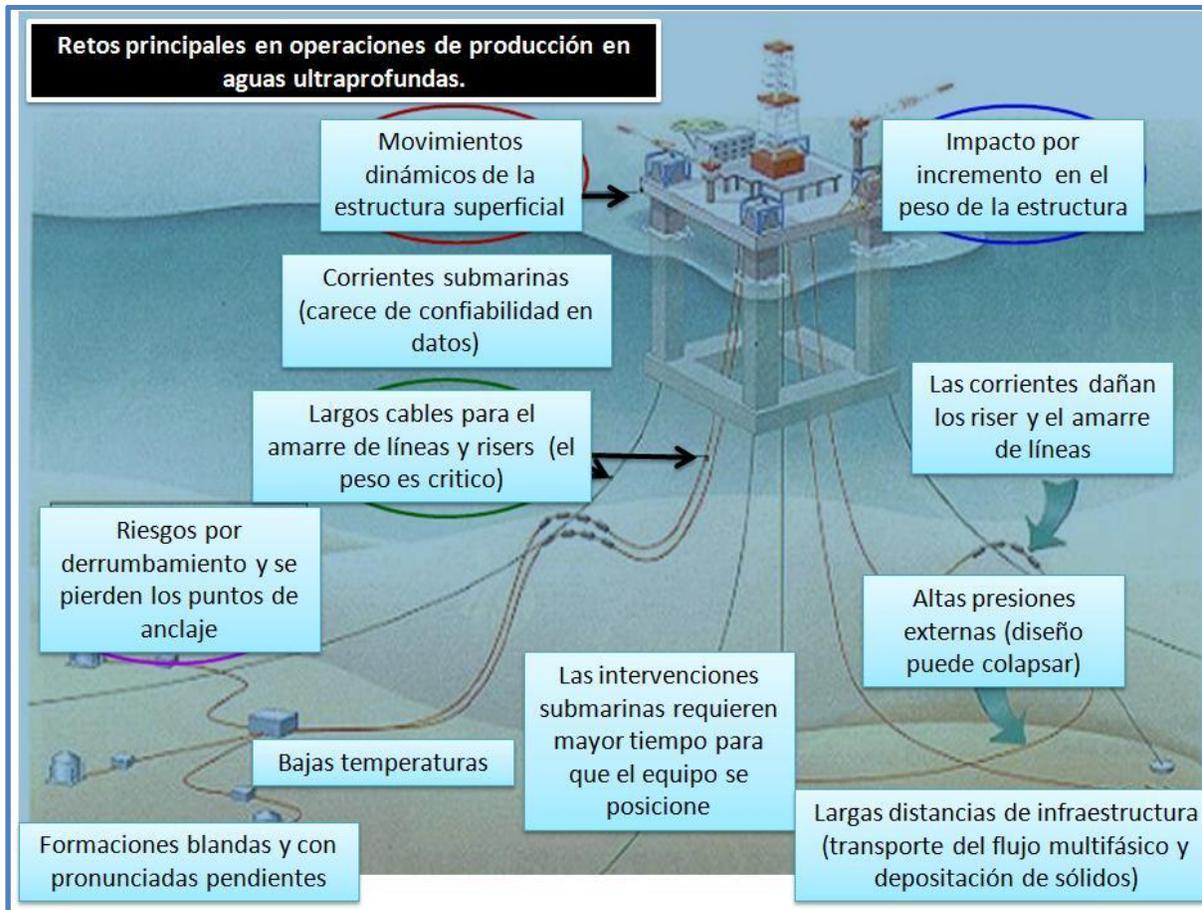


Figura 1-6 Retos en la operación de producción de pozos en aguas ultraprofundas.

1.6.1 Localización de aguas ultraprofundas en el mundo

Varios países en el mundo han realizado actividades de exploración en zonas de tirantes de aguas ultraprofundas, sin embargo solo han quedado en etapas de análisis y toma de muestras debido a la dificultad que implica desarrollar estos campos, los únicos 3 países que han logrado alcanzar la etapa de explotación de campos en dichas áreas son: Brasil, Estados Unidos de América y Angola.

Desde los años 90 debido al éxito obtenido en la explotación de campos en aguas profundas, decidieron dar el siguiente paso y realizar estudios para iniciar actividades de producción de hidrocarburos en tirantes mayores a los 1,500 metros.



Fue así que desde esos años estos tres países han logrado desarrollar proyectos que actualmente reportan producción de hidrocarburos y han permitido la implementación de nuevas tecnologías en los campos que han sido recientemente descubiertos en tirantes de agua mayores a los 3,000 metros.

1.6.2. Historia sobre actividades en aguas ultraprofundas

Estados Unidos de América es el país que ha encabezado el desarrollo de campos en aguas ultraprofundas, el Servicio de Administración de Minerales de este país informó que en 1986 se realizó su primer descubrimiento con un tirante de agua de 1,524 metros.

En 1997 EUA inicio estudios exploratorios en el campo nombrado Baha, este campo se encontraba en una zona transfronteriza nombrada Cañón de Alaminos, donde los estudios geológicos reiteraron que existían estructuras prometedoras de hidrocarburos y por ello se realizó la perforación del pozo Baha -1 el cual no tuvo éxito debido a un accidente mecánico, sin embargo realizaron la perforación del pozo Baha -2 alcanzando un tirante de agua de 2,223 metros en ese mismo año.

En el 2002 este país con facilidad realizaba la perforación de pozos en tirantes de agua de 2,300 metros, el campo Baha se consideraba como proyecto en desarrollo de explotación y se informó que otros 70 campos aproximadamente descubiertos en aguas ultraprofundas en el Golfo de México se encontraban en la misma situación.

El éxito logrado en la perforación de estos campos ha permitido llevar a cabo el desarrollo de nuevas instalaciones de producción submarinas para realizar el proceso de explotación de hidrocarburos en campos con dichas características, ya que en la mayoría de las instalaciones se requieren equipos con diseños que soporten por lo menos 10,000 [psi] de presión y temperaturas menores a los 39 [°F].

Ejemplo de esto, son el desarrollo de equipos para proyectos como el nombrado Thunder Horse, que fue descubierto en el Golfo de México en 1999 con un tirante de agua de 1,900 metros, el proyecto requirió la construcción de la plataforma semisumergible mas grande que podía construirse en esos años (ver **Figura 1-7**).

Los equipos y sistemas de producción en este proyecto fueron fabricados para ser capaces de procesar y exportar un cuarto de millón de barriles de petróleo por día y los equipos soportaban presiones hasta de 15,000 [psi].

El desarrollo del Thunder Horse constaba de 25 pozos submarinos que incluían la perforación y terminación de pozos desviados, observando así la importancia del trabajo multidisciplinario para lograr no solo el hallazgo de zonas productoras sino el desarrollo de instalaciones de producción para dichos campos.

Se requiere un mayor estudio del aseguramiento del flujo en aguas ultraprofundas, ya que los fluidos extraídos del yacimiento a esas profundidades presentan una caída de presión y temperatura significativa al entrar en contacto con los elementos del sistema de producción que interactúan con el ambiente marino, así que el diseño de las instalaciones se complica aún más, ya que se requieren sistemas que aislen los fluidos del yacimiento para evitar estos cambios súbitos de presión y temperatura que pueden ocasionar la formación de hidratos o precipitación de parafinas y/o asfaltenos presentando retos técnicos y económicos para un proyecto de estas características.

Hoy en día existen diferentes proyectos que se mencionan en el capítulo 5 de esta tesis, en el cual se presentará el avance tecnológico y la implementación de dichas tecnologías para asegurar el flujo de hidrocarburos en estos ambientes siendo un ejemplo de ello el campo Na-kika.



Figura 1-7 Plataforma Thunder Horse.



Brasil es otro país que ha mostrado gran desarrollo en realizar actividades en tirantes de aguas ultraprofundas, su primer logro fue el descubrimiento de un campo con tirante de agua mayor a los 2,000 metros, ubicado en las cuencas de Campos y Santos que han puesto al país en la ruta de convertirse en uno de los grandes exportadores mundiales de crudo.

Brasil ha implementado programas de investigación que han ayudado a lograr sus éxitos operacionales en campos en aguas profundas y ultraprofundas, estableció el programa “Procap” (Programa de Desarrollo Tecnológico de Sistemas de Producción en Aguas Profundas), el cual constaba de 3 fases para lograr introducir nuevas tecnologías al mercado mundial apoyadas en investigación que podía aplicarse a estos campos, la primera fase inicio desde 1987, después Procap 2000 fue lanzado en junio de 2002 como segunda fase y recientemente en el 2004 el Procap 3000 fue la última fase para aguas ultraprofundas que cuenta con un presupuesto de 130 millones de dólares.

El Procap 3000, está formado por 23 proyectos y fue desarrollado debido a sus últimos descubrimientos en tirantes mayores a los 1,500 metros, ya que se espera desarrollar tecnologías que promuevan cambios para reducir los costos que implica desarrollar campos con condiciones similares en todo el mundo.

Los principales objetivos del proyecto Procap 3000 son:

- ◆ Seguridad de pozos.
- ◆ Terminaciones inteligentes.
- ◆ Optimización del control de producción de arena.
- ◆ Pozos con altos gastos y pozos multilaterales.
- ◆ Perforación con fluidos livianos.
- ◆ Perforación, evaluación y terminación de pozo.
- ◆ Aseguramiento de flujo.
- ◆ Análisis de sistemas de aislamiento, calentamiento y limpieza de líneas de flujo.
- ◆ Sistemas artificiales de producción.



- ◆ Sistemas de risers flexibles.
- ◆ Risers y ductos submarinos.
- ◆ Sistemas submarinos de producción no convencionales.
- ◆ Sistemas de risers rígidos en catenaria (SCR) (fabricación de risers mezclando acero y otros materiales).
- ◆ Sistemas de risers alternativos.
- ◆ Sistemas flotantes de producción.
- ◆ Equipamientos submarinos.
- ◆ Adquisición y procesamiento de datos geológicos, geofísicos, geotécnicos y oceanográficos.
- ◆ Sistemas de anclaje.

Las tecnologías mencionadas se desarrollarán para yacimientos con tirantes de agua hasta los 2,000 metros, con la posibilidad de nuevos descubrimientos a profundidades mayores usándose un laboratorio en escala real para aplicar nuevas tecnologías a mediano y largo plazo.

El porcentaje producido en aguas profundas y ultraprofundas aumentó de 55 por ciento en el año 2000 a 59 por ciento en el 2001, fecha en la que inicio el programa Procap 2000, que contenía 19 proyectos para alcanzar éxito en perforación en tirantes de agua de 2,000 metros, Petrobras en este año registraba una producción de 9.67 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el 39 por ciento correspondía a producción proveniente de campos con tirantes de agua mayores a 1,000 metros.

Para el 2005 se tenía como meta extraer 1.9 millones de barriles de petróleo por día de los cuales el 75 por ciento se pretendía extraer de pozos localizados en aguas profundas y ultraprofundas en la plataforma continental brasileña.

Brasil ha descubierto 4 campos importantes en aguas ultraprofundas, sin embargo todos estos cuentan con un área muy extensa y características diferentes, por lo cual se llevo a cabo su planeación dividiendo en módulos cada campo para lograr su desarrollo y explotación.

En 1987 se descubrió el campo Marlim, que años más tarde en 1997 inició su producción en tirantes de agua de 1,709 metros en la zona denominada Marlim Sul, para el proyecto se instalaron dos unidades de producción semisumergibles y se dividió en 4 módulos para realizar su explotación, solo 3 de ellos se consideraron para desarrollar y uno en etapa de estudio, a la fecha se tienen 60 pozos en producción en el proyecto y en el 2007 presentaba una producción promedio de 162,709 barriles de petróleo diarios, la dificultad de este campo es que se ha encontrado aceite pesado, por lo que se requiere un mayor trabajo en la caracterización de los fluidos para determinar si pueden explotarse con o sin ayuda de algún sistema artificial de producción o de recuperación mejorada, en algunos casos se requieren mecanismos de producción para aligerar la densidad de los fluidos y lograr su explotación, estos mecanismos de producción resultan demasiado costosos y pueden determinar la rentabilidad del proyecto.

Otro descubrimiento se realizó en 1996, este campo fue nombrado Roncador y se encontraba en aguas ultraprofundas con un tirante de agua superior a los 1,850 metros, el campo se dividió también en 4 módulos ya que cada uno de ellos contiene aceite de diferente densidad, el campo inicio su producción el 23 de enero de 1999 y experimentó un accidente (ver **Figura 1-8**) en marzo de 2001 en el modulo 1 por lo que se detuvo las operaciones hasta diciembre del 2002. El proyecto contiene 50 pozos de producción y 30 pozos inyectoros, su producción promedio en el 2008 era de 265,000 barriles de petróleo diarios.



Figura 1-8 Plataforma P-36.



El descubrimiento más reciente es el campo Tupi realizado en noviembre del 2007, este campo asombró a la industria petrolera mundial ya que permitiría que Brasil ingresara al exclusivo club de los grandes exportadores a nivel mundial, el hallazgo fue anunciado como un campo super gigante y se encuentra en tirantes de agua mayores a los 2,000 metros.

El campo Tupi es actualmente el descubrimiento más grande de América, ya que desde 1976 después de descubrir el campo Cantarell en México no se había registrado alguno que lo superara, Tupi se estima que contenga reservas recuperables entre 5,000 y 8,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Otro país que se menciona es Angola, que ha realizado ya exploración en campos con tirantes de aguas ultraprofundas a través de las compañías que operan en ese país como lo son BP (British Petroleum), ExxonMobil Corporation y Statoil.

Desde el 2002 se anunció el descubrimiento de 6 campos en tirantes de aguas ultraprofundas, sin embargo aun no se cuenta con mucha información sobre el desarrollo de estos. Los campos descubiertos hasta el 2008 fueron nombrados: Plutao, Saturno, Venus, Marte, Cordelia y Cominhos.

En campos como Plutao se ha llegado a perforar hasta en 2,020 metros de tirante de agua, esto se reporto en el 2002 a través de la compañía BP, los campos Saturno, Venus y Marte se encuentran en etapas de pruebas piloto a través de las compañías que adquirieron la concesión para llevar a cabo su producción.

Angola se caracteriza por explotar sus campos en conjunto debido a que algunos campos no son costeables realizarse por sí solos, así que resulta más económico el desarrollar un solo proyecto para explotar cierto número de campos en conjunto siempre y cuando sea posible.

Posiblemente este país no cuente con mucha experiencia pero los descubrimientos realizados actualmente han permitido acelerar los trabajos de investigación y el desarrollo de nuevos campos.



El campo más reciente se descubrió en el 2009 con un tirante de agua de 1,752 metros, la compañía BP anuncio el hallazgo del yacimiento Tebe que posiblemente produzca alrededor de 5,000 barriles de petróleo por día e informaron que este sería el descubrimiento número 19 para la compañía petrolera en este país.

Uno de los problemas que enfrenta perforar pozos en Angola son las estructuras salinas, especialistas afirmaron que la formación subterránea era muy similar a la que se encontró en Brasil en el Campo Tupi que se descubrió en el 2007.

Actualmente se reportó que Angola explora recursos prospectivos en tirantes de agua de 1,000 a 2,000 metros, donde se encuentran campos que podrían desarrollarse en un futuro.

Angola solo estaría esperando a encontrar el mecanismo adecuada para atacar las zonas subsalinas y así evitar muchos riesgos en dichas operaciones, ya que los costos superan los 150 millones de dólares que hacen poco rentable para llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos.

a Una plataforma de piernas tensionadas o TLP por sus siglas en ingles es una estructura flotante sujeta por tensores verticales, conectados y cimentados al lecho marino por pilotes asegurados a éste.

b Una plataforma spar está constituida por un solo cilindro vertical de diámetro muy grande que permite apoyar una cubierta superficial donde se instala el equipo de perforación y producción.



Lista de figuras y tablas

Figura 1-1

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=11300&contentid=17758#1>

Figura 1-2 Cinco-Ley, H., Presentación del IMP “La estrategia del IMP ante el reto de exploración y explotación de campos en aguas profundas”, Octubre 2009.

Figura 1-3 Presentación Pemex Exploración y Producción “Retos en el desarrollo y Explotación de campos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste”, Octubre 2009.

Figura 1-4

<http://estudiosdelaener.blogspot.com/2010/07/perforacion-en-aguas-profundas-el.html>

Figura 1-5

<http://www.eoearth.org/articles/view/158852/>

Figura 1-6 Presentación “La construcción naval y la industria Offshore”, EUP UDC –Ferrol, Francisco de Bartolomé, Abril 2010.

Figura 1-7 Artículo “Thunder Horse Field, Gulf of México, USA”

www.offshore-technology.com

Figura 1-8 Artículo “Roncador Oil Rig and Gas Field Project”

www.offshore-technology.com/projects/roncador/

Tabla 1-1 Prospectos de Pemex en Aguas Profundas publicación de GlobalEnergy, edición especial “Congreso Mexicano del Petróleo 2010”.

Tabla 1-2 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-3 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.



Tabla 1-4 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-5 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-6 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-7 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-8 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-9 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-10 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-11 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-12 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-13 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-14 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.



Tabla 1-15 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-16 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-17 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-18 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-19 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-20 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-21 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-22 Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, Septiembre 2008.

Tabla 1-23 Artículo “Exploración en Aguas Profundas del Golfo de México”, Publicado por Greenpeace, Hoja informativa 2010.



CAPÍTULO 2

INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN SUBMARINA EN AGUAS PROFUNDAS



CAPÍTULO 2

“INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN SUBMARINA EN AGUAS PROFUNDAS”

El proceso de producción en aguas profundas es una de las actividades más difíciles de llevar a cabo en la industria petrolera, producir hidrocarburos en estos ambientes requiere instalaciones adecuadas que permitan asegurar el flujo de hidrocarburos a través de todos los componentes que integran las instalaciones de producción submarina.

Las instalaciones de producción requieren un diseño que permita administrar óptimamente la vida productiva del campo y explotar la mayor cantidad de hidrocarburos que contiene un yacimiento.

Todos los factores que son estudiados para la producción de hidrocarburos en tirantes de aguas someras son considerados en proyectos de explotación en aguas profundas, incluso el diseño de las instalaciones de producción requieren mayor detalle para soportar las condiciones ambientales a las que serán expuestos.

2.1 Instalaciones de producción submarina

Una instalación de producción submarina se puede definir como el conjunto de elementos que permite conducir los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la superficie.

Los sistemas de producción submarina han sufrido a través de los años cambios importantes que mejoran la eficiencia y permiten la producción segura y rentable de un campo en tirantes de agua mayores a los 500 metros.



La selección e instalación del sistema de producción submarina requiere cuidados especiales ya que el costo que representa una intervención o reparación de estos componentes puede afectar la rentabilidad del proyecto.

Todos los equipos después de su diseño son sometidos a pruebas que confirmen su buen funcionamiento, deben soportar la más alta presión de operación o de prueba para determinar su confiabilidad en operación, las nuevas tecnologías son esenciales para lograr disminuir los riesgos operacionales a lo largo de la vida de un pozo, debido a los cambios que experimentan los elementos del sistema de producción suelen efectuarse operaciones de acondicionamiento, las cuales deben minimizarse. Los problemas pueden provocar daños en la formación, pérdidas de producción de hidrocarburos y riesgos relacionados con el medio ambiente.

2.2 Proceso del sistema de producción submarina⁷

El proceso inicia al dirigir los fluidos producidos en el yacimiento hacia el cabezal del pozo, en la etapa de diseño puede considerarse la opción de instalar bombas electrocentrifugas sumergibles por si el pozo requiere de un sistema que suministre energía adicional a los fluidos producidos (en el caso de instalarse se realiza en la etapa de terminación del pozo), ya que estos deben llegar al árbol de producción submarino, en el cual se realiza el control de la presión y administra la inyección de químicos que suelen ocuparse para tratar los fluidos del yacimiento o para el mantenimiento de los equipos submarinos que componen el sistema a través de válvulas.

Después a través de líneas de flujo se transporta los fluidos producidos del árbol de producción a un equipo nombrado manifold conocido también como colector o múltiple, que recibe y distribuye tanto los fluidos producidos como los fluidos que se inyectan para mejorar las condiciones del flujo, el manifold juega un papel clave en el proceso para llevar los hidrocarburos a la superficie.

La producción de cada pozo es procesada a través de un medidor de flujo multifásico instalado en el manifold, también en esta etapa del proceso si la presión no es suficiente para seguir transportando los fluidos puede requerirse el uso de una bomba submarina localizada a la salida del manifold que impulse los fluidos del yacimiento a los risers.

El riser es el medio por el cual existe comunicación entre las instalaciones superficiales y las submarinas, a través de ellos la producción logra llegar a superficie para ser almacenada.

En el sistema de producción submarino (ver **Figura 2-1**) se requiere el uso de líneas umbilicales que permiten conectar la plataforma con cada cabezal de pozo y al manifold a través de ramificaciones, son importantes ya que a través de ellas se suministra la energía eléctrica e hidráulica para realizar las funciones de control de producción de cada pozo y proveen los productos químicos que son utilizados para inhibir la formación de obstrucciones en la corriente de producción, estas líneas transmiten la comunicación bidireccional e instrucciones de control entre la plataforma, el cabezal de producción y los dispositivos del fondo de pozo.

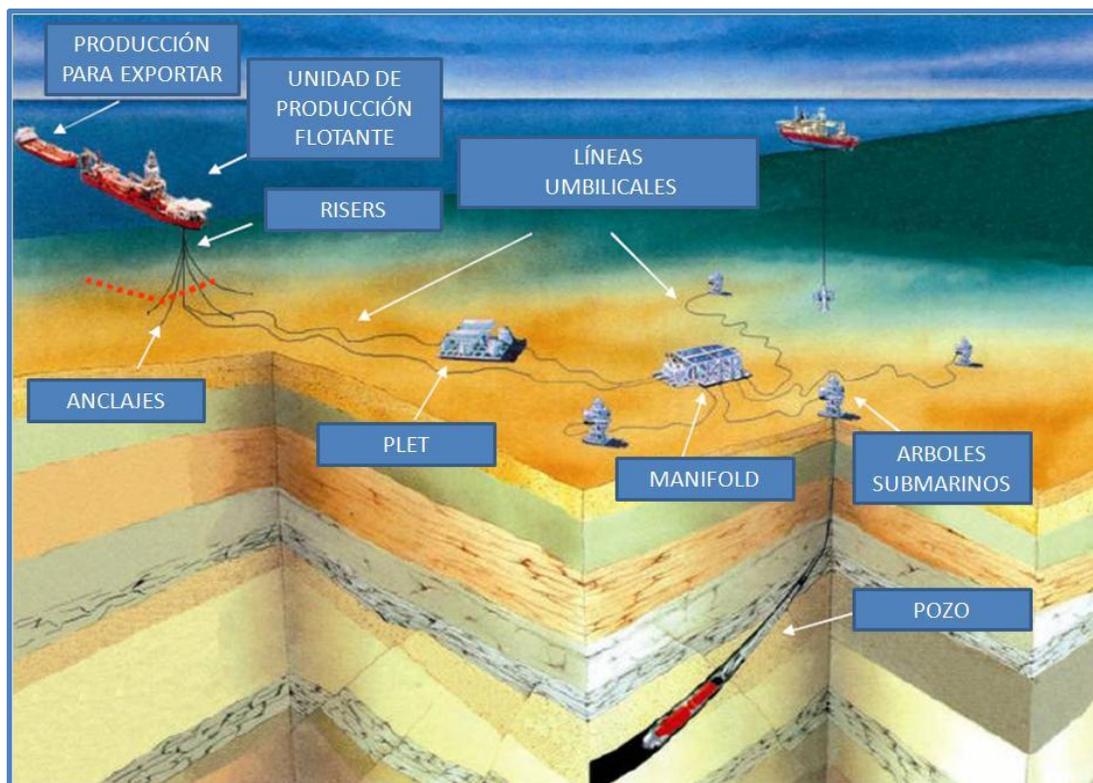


Figura 2- 1 Instalación de producción submarina en aguas profundas.



2.3 Consideraciones para el diseño y selección del sistema de producción submarina

La selección del sistema de producción submarino debe considerar ciertos factores que son importantes para determinar si es el más adecuado, algunos de estos factores son:

- ◆ Condiciones físico ambientales como son la presión, temperatura, viento, corrientes marítimas, oleaje y mareas.
- ◆ El tirante de agua.
- ◆ La localización del yacimiento, sus límites y condiciones del suelo marino.
- ◆ Infraestructura con la que se cuenta.
- ◆ Los costos que implica el diseño, fabricación y mantenimiento del sistema.
- ◆ Tipo de estructura que tiene el yacimiento, densidad del aceite, si se manejan gases, cantidad de agua y sólidos.
- ◆ Espacio en el fondo marino y batimetría.
- ◆ Tiempo que se requiere para el diseño, fabricación e instalación del sistema.
- ◆ Control del mantenimiento que requiere el sistema de producción.
- ◆ Volumen de fluidos que se va a producir y a que gasto.
- ◆ Número de pozos a producir, el tipo de pozos, la ubicación y vida productiva que se estima de estos.
- ◆ Arreglo de los pozos.
- ◆ La conducción de los fluidos que se van a transportar.
- ◆ Arquitectura del campo.
- ◆ Materiales con los que se dispone para fabricar los equipos.

2.3.1 Consideraciones físico-ambientales

El uso de la metaoceánica es muy importante ya que a través de ella se realizan estudios que apoyan el diseño y funcionamiento del sistema que opera en el mar.



La meteoceánica es la combinación de dos especialidades que son; la meteorología y la ingeniería oceánica, que en conjunto permiten realizar estudios para conocer las condiciones meteorológicas y oceánicas a las que serán expuestas las plataformas y el sistema de producción submarino y determinar la eficiencia y seguridad del equipo.

Los factores que afectan las instalaciones y son estudiados a través de la meteoceánica son:

- ◆ El viento: es el desplazamiento del aire que se genera en zonas de alta presión a zonas de baja presión, el viento es importante ya que puede formar huracanes a través de los denominados vientos alisios.
El viento se mide a través de registradores llamados anemómetros que disponen de dos sensores, uno para medir la velocidad y otro mide la dirección del viento, las mediciones se registran en anemógrafos.
- ◆ Corrientes marinas: Las corrientes marinas son movimientos de transferencia de masa de agua continuos o permanentes dependiendo de la zona, se originan por la diferencia de densidad del agua.
Una corriente marina puede afectar las operaciones de producción, desconectar los sistemas de anclaje, colapso en risers, daños a líneas umbilicales y tensionar las líneas de flujo.
- ◆ Presión: La presión es otro factor muy importante ya que en el diseño del sistema de producción submarino debe considerarse los efectos que pueden causar al ser sometidos a presiones elevadas, en el medio marino la presión aumenta 14.696 [psi] por cada 10 metros de profundidad, la presión además interfiere en los factores de temperatura y salinidad.
- ◆ Temperatura: La temperatura es uno de los factores fundamentales que se estudia, repercute directamente en el funcionamiento del sistema de producción, en especial la temperatura es analizada para el aseguramiento de flujo.

La temperatura promedio en aguas de superficie de océanos es de aproximadamente 62 [°F], mientras en las profundidades de los océanos la temperatura oscila entre los 32 y 39[°F], las mediciones de las temperaturas se llevan a cabo mediante termómetros que se colocan en boyas, estas se deben hundir hasta los 2,000 metros por debajo de la superficie y se mantienen durante un tiempo aproximado de 10 días, para luego llevarlas de vuelta hacia la superficie con lo que continuamente puede medirse la temperatura y salinidad. La información se envía a un satélite para que los especialistas dispongan de esta información en tiempo real. Para profundidades mayores a los 2,000 metros se utilizan instrumentos que se sumergen desde un barco o plataforma.

- ◆ Densidad: La densidad en las masas de agua de océanos está en función de; profundidad, salinidad y temperatura, los cambios de la densidad resultan a partir de procesos como la evaporación o calentamiento que ocurre en la superficie del mar.
- ◆ Mareas y oleaje: un sistema de producción en aguas profundas debe lograr posicionarse adecuadamente, para evitar movimientos ascendentes, descendentes y bogueo que sean causados por las mareas y el oleaje. Las condiciones extremas de oleaje (ver **Figura 2-2**) y mareas pueden poner en peligro la integridad del sistema, la pérdida de alguna línea de anclaje y causar que el posicionamiento del sistema falle.



Figura 2- 2 Plataforma en la Sonda de Campeche afectada por el oleaje.



2.3.2. Frentes fríos

Un frente frío es un fenómeno compuesto por vientos de masa de aire fríos que provoca un descenso de temperatura y fuertes lluvias que llegan a causar perturbaciones atmosféricas tales como tormentas de truenos, chubascos, tornados y vientos fuertes, los frentes fríos pueden venir en una sucesión de 5 a 7 días.

Pueden afectar el proceso de producción ya que en ocasiones es necesario detener la producción si este fenómeno ocasiona inestabilidad en el sistema submarino en especial en las líneas de anclaje y risers.

2.3.3. Ciclones tropicales

Los ciclones tropicales son un fenómeno meteorológico que se define como una circulación cerrada alrededor de un centro de baja presión y que produce fuertes vientos y abundante lluvia. Los ciclones tropicales extraen su energía de la condensación de aire húmedo, produciendo fuertes vientos.

Existen tres tipos diferentes de ciclones tropicales:

- ◆ Depresión tropical: es un ciclón tropical en el que el viento medio máximo a nivel de la superficie del mar es de 62 [km/h] o inferior.
- ◆ Tormenta tropical: ciclón tropical bien organizado de núcleo caliente en el que el viento promedio máximo a nivel de la superficie del mar es de 63 a 117 [km/h].
- ◆ Huracán: ciclón tropical de núcleo caliente en el que el viento máximo promedio a nivel del mar es de [118 km/h] o superior.

El huracán es el más severo de los fenómenos, en aguas profundas llega a tener consecuencias fatales para el aseguramiento de flujo, se realizan estudios antes de que este fenómeno pueda presentarse y después de que se halla presentado para determinar las condiciones del sistema de producción, se realizan cálculos de esfuerzos en los equipos que son sometidos a todos los cambios de presión y temperatura que ocasiona una tormenta o huracán.

Los problemas que resultan de este fenómeno (ver **Figura 2-3**) pueden traer pérdidas económicas severas, ya que una mayor perturbación puede hacer que los pozos lleguen a parar su producción debido al riesgo que puede causar el seguir en operación, un grado mayor de afectación puede ser presentado cuando se pierde todo el sistema en el fondo marino o un derrame de hidrocarburos.

Equipos que pueden presentar problemas debido a una tormenta o huracán:

- ◆ Sistema de anclaje: debido al viento y oleaje que golpea con fuerza el sistema, en ocasiones puede lograr la ruptura en la base de amarres y ruptura de cadenas logrando reconfigurar la geometría del anclado.
- ◆ Risers: Debido a la presión a la que son sometidas pueden llegar a colapsar por las fuerzas externas provocadas por las corrientes marinas.
- ◆ Líneas de flujo y líneas umbilicales: pueden provocar que este sistema sea desconectado y causar fugas de hidrocarburos si el sistema está en operación.
- ◆ Problemas con pérdidas de suministro de potencia, sistemas de control submarino, conducción de electricidad, problemas de transportación y conducción de hidrocarburos.



Figura 2- 3 Huracán en plataforma de Ciudad del Carmen.

2.3.4. Condiciones geográficas

El ambiente en aguas profundas presenta condiciones topográficas y consistencia del suelo marino que a veces por muy duro o por muy blando, dificulta la construcción de cimientos o realizar el anclaje (ver **Figura 2-4**).

Las condiciones geográficas del terreno, permiten en ocasiones anclar o fijar plataformas en lugares donde el tirante de agua es menor y así planear la configuración de los pozos de tal manera que resulte más accesible la instalación del equipo.

Se realizan innumerables estudios geofísicos y geológicos para conocer la estructura sobre la cual se va a realizar el anclaje de la plataforma o unidad de producción flotante, el sistema integral de producción submarino depende de este, ya que el área puede presentar obstáculos para determinar si el espacio no es adecuado para su instalación.

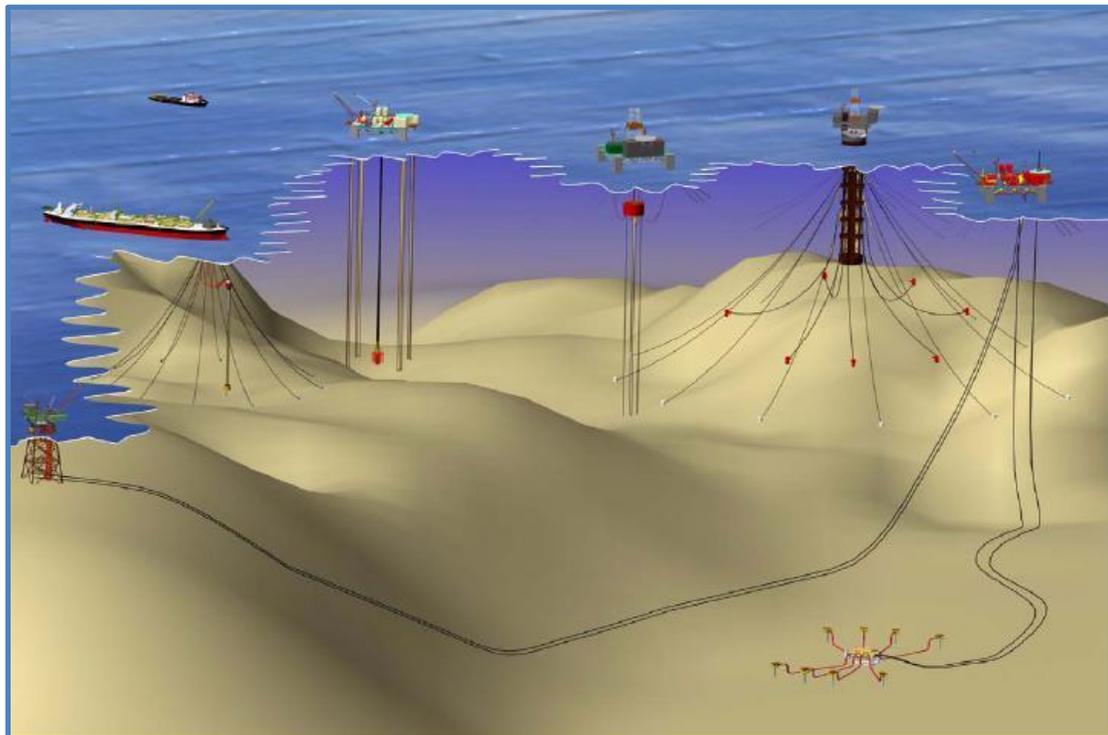


Figura 2- 4 Anclajes dependiendo de las condiciones topográficas y del suelo marino.

2.3.5. Condiciones por tirante de agua

El tirante de agua representa el mayor desafío para la producción submarina, para explotar yacimientos en aguas profundas los operadores deben perforar y terminar los pozos en tirantes de agua que oscilan entre 500 y 1500 metros.

Debido a las condiciones en estos campos el desafío y el costo que implica perforar en áreas de aguas profundas a menudo dictamina la cantidad mínima de pozos para el desarrollo de un yacimiento, los tirantes de agua también determinarán que la mayor parte de los pozos sean terminados como pozos submarinos con los cabezales y el equipo de control de la producción instalada en el lecho marino.

2.4. Estructuras de superficie

Las estructuras de superficie permiten procesar y almacenar el petróleo ya que en la superficie es donde se instala una planta de procesamiento para separar y tratar los fluidos producidos por los pozos y el aceite almacenarse en tanques para su transporte.

Suelen ocuparse las siguientes estructuras: plataformas de cables tensados, embarcaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO por sus siglas en inglés), spars, plataformas semisumergibles, o incluso instalaciones de procesamiento con base en tierra. (Ver **Figura 2-5**).

2.4.1. Estructuras apoyadas o ancladas verticalmente en el lecho marino

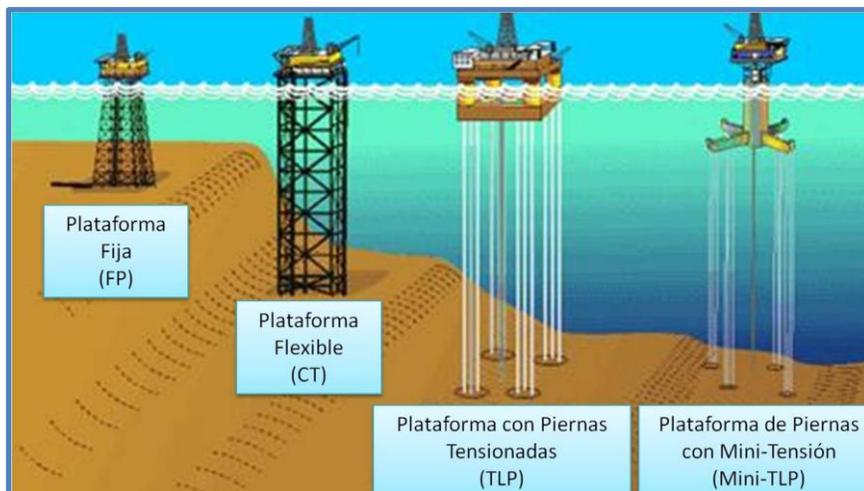


Figura 2- 5 Estructuras apoyadas o ancladas verticalmente en el lecho marino.

Plataforma fija

Este tipo de plataformas se utilizan frecuentemente en explotación de campos en aguas someras con tirantes de agua hasta de 200 metros. Las plataformas fijas (ver **Figura 2-6**) se componen de un jacket, la cubierta, los pilotes y los conductores o risers.

Una plataforma fija permite alojar en su cubierta el equipo de perforación y producción así como es económicamente factible para la instalación de tirantes de hasta 500 metros.

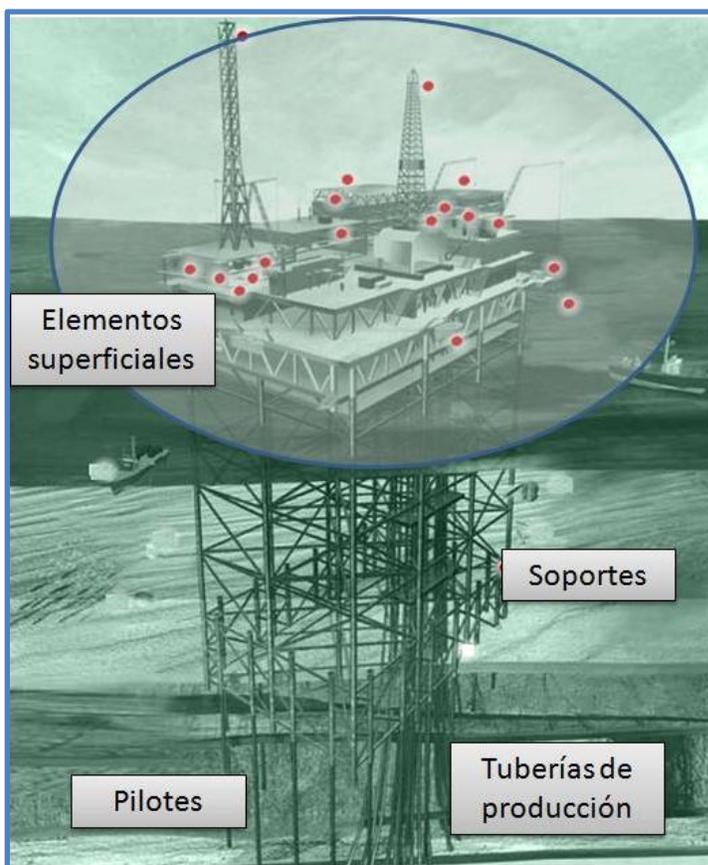


Figura 2- 6 Elementos de una plataforma fija.

Dentro de los elementos superficiales se encuentran, las instalaciones para los trabajadores, la torre de perforación, talleres y los generadores de energía.

Los soportes son estructuras tubulares que como su nombre lo dice dan soporte a la plataforma.

Los pilotes son tubos de acero especiales que sirven para fijar la plataforma en el fondo marino.

Entre las plataformas fijas se encuentran: plataformas de concreto y plataformas con torre completa, que pueden ser fijadas a tirantes de agua hasta los 500 metros pero son más costosas y por ello no se instalan comúnmente.

Plataforma flexible

Este tipo de plataforma también es denominada como plataforma fija, consta de una estructura flexible y una base de apoyo, su cubierta permite contar con el equipo de perforación y producción.

La plataforma cuenta con un diseño para soportar importantes desviaciones laterales causadas por la fuerza del oleaje, se utilizan en tirantes de agua que van desde los 450 y 900 metros.

El sistema con el que cuenta una plataforma flexible permite absorber la presión ejercida por el viento y el mar, es lo suficientemente fuerte para resistir condiciones ambientales provocadas por huracanes.

En la **Figura 2-7** podemos observar el transporte de una plataforma para ser instalada.



Figura 2- 7 Transportación para instalar una plataforma flexible.

Plataforma con piernas tensionadas

Una plataforma de piernas tensadas mejor conocida como TLP por sus siglas en inglés (ver **Figura 2-8**), es una estructura flotante sujeta a tensores verticales, que se encuentran conectados y cimentados a una base en el lecho marino a través de pilotes.

Los tensores prevén una amplia gama de movimientos, soportan el peso de la plataforma y los movimientos laterales provocados por el oleaje y corrientes marítimas, estos tensores son un grupo de tendones conocidos como pierna tensora.

Este tipo de equipo es requerido en actividades de perforación y explotación de campos con tirantes de aguas profundas, la TLP más grande que ha resultado exitosa se instaló en un tirante de agua de 1,400 metros en el Golfo de México para el campo Magnolia.

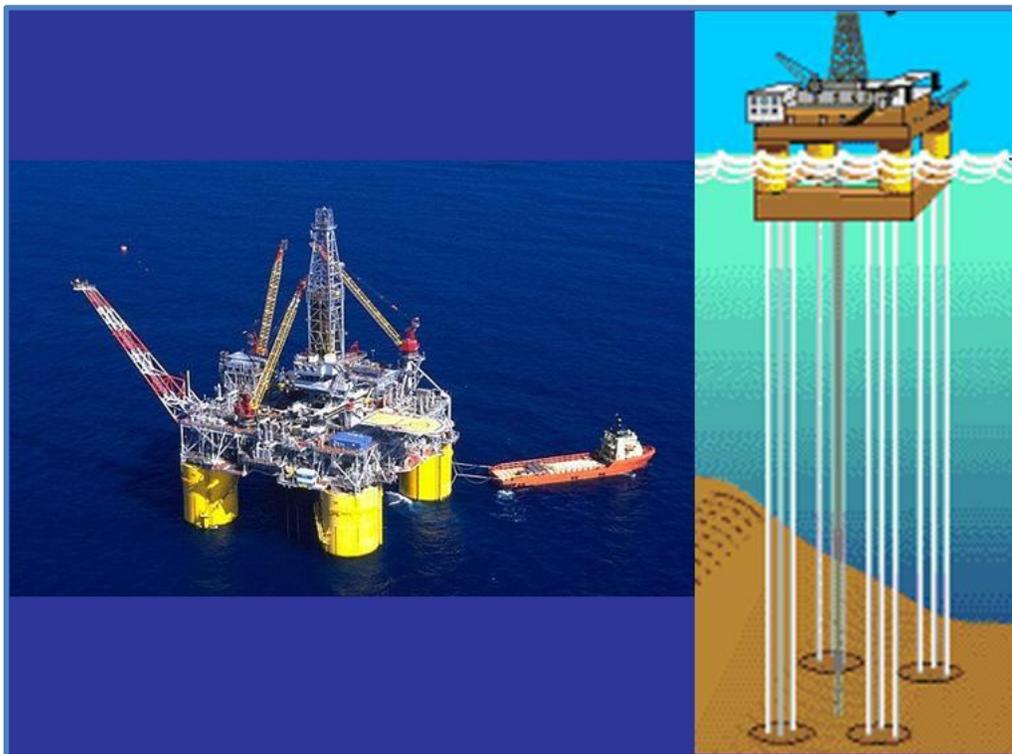


Figura 2 - 8 Plataformas con piernas tensionadas.

Plataforma de piernas con mini-tensión

Este tipo de plataformas trabajan bajo el mismo sistema que una TLP solo que es considerada como una plataforma de bajo costo y se utiliza en zonas con tirantes de agua menores. La mini-TLP (ver **Figura 2-9**) puede ser instalada en profundidades hasta de 1,400 metros y ser usada como una plataforma satélite o plataforma temprana de producción para campos que han sido descubiertos en tirantes de agua más profundos.

Como se menciona antes este tipo de plataformas acepta desplazamientos provocados por condiciones físico ambientales, solo que los desplazamientos verticales afectan en mayor medida el equipo submarino como son las conexiones o válvulas que sufren consecuencias más graves con estos movimientos y pueden ser extraídas del equipo.

La primera mini-TLP en el mundo fue instalada en el Golfo de México en 1998.



Figura 2- 9 Plataformas de piernas tensionadas TLP.

2.4.2. Sistemas flotantes de producción

Un sistema flotante de producción consiste en una unidad semisumergible que permite alojar el equipo de perforación y producción. Se ancla con el sistema convencional por medio de cadenas suspendidas en sus extremos y pueden ser colocados usando flotadores que rotan.

Este sistema cuenta con estructuras capaces de mantener estabilidad en ambientes costa afuera y soporta un amplio rango de cargas que pueden requerirse en superficie. Una FPS conocida así por sus siglas en inglés se puede utilizar en tirantes de agua a partir de 450 a 1800 metros.

En la **Figura 2-10** se pueden observar los sistemas flotantes de producción que se utilizan en aguas profundas.

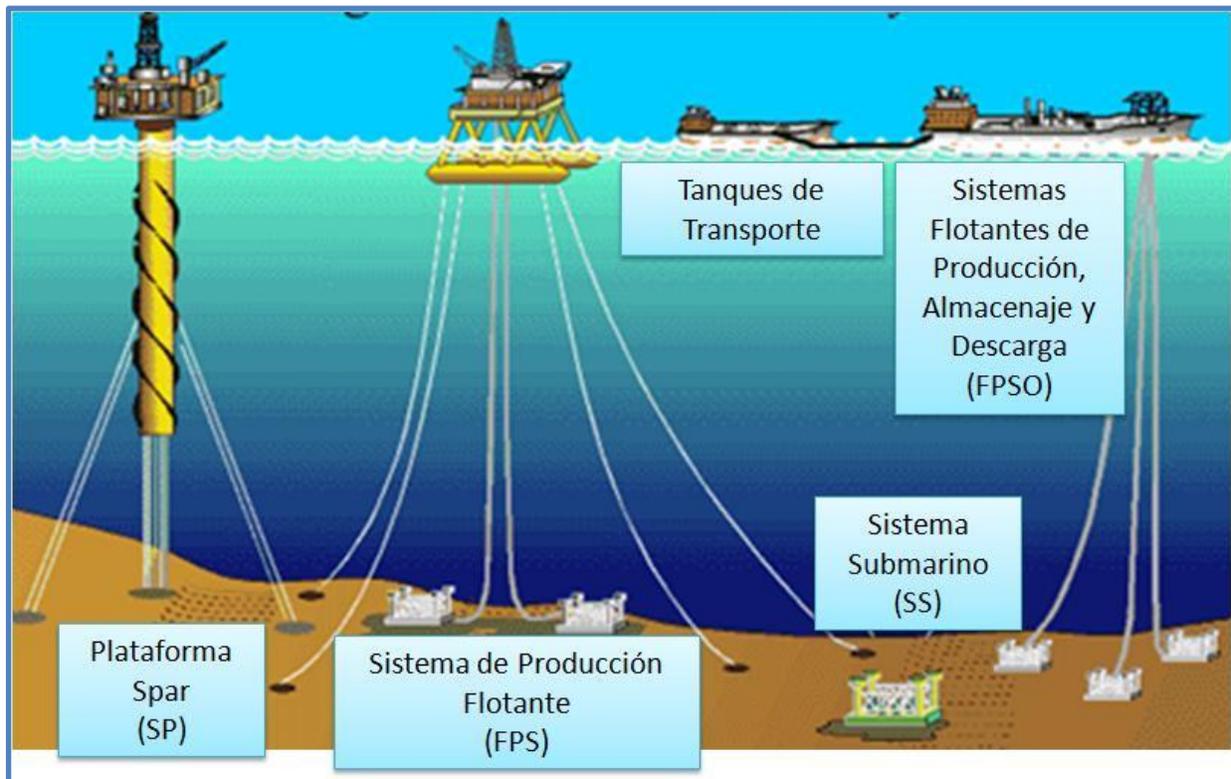


Figura 2- 10 Sistemas flotantes de producción.



Plataforma spar

Una plataforma spar está constituida por un solo cilindro vertical de diámetro muy grande que permite apoyar una cubierta superficial donde se instala el equipo de perforación y producción.

El sistema de anclaje de esta plataforma cuenta con líneas de tensión aproximadamente entre 6 y 20 líneas que están sujetas al fondo marino.

La plataforma spar se utiliza en tirantes de agua hasta de 900 metros aunque se ha desarrollado nueva tecnología que permite a estas plataformas llegar hasta los 3,000 metros para ser instaladas en campos de aguas ultraprofundas.

Cuenta con un mecanismo de control de movimiento y un centro de gravedad positivo para asegurar su estabilidad, este centro de gravedad incluso permite que si el sistema no está anclado la estructura no pueda voltearse.

El tipo de estructura está diseñado para soportar los movimientos de oleaje mitigando así los impactos que se ejercen sobre el sistema de amarre y el riser.

De acuerdo a su evolución existen tres generaciones (ver **Figura 2-11**):

- ◆ Spar clásica: está constituida como se explicó previamente por un cilindro vertical.
- ◆ Truss spar: esta plataforma se desarrolló para instalarse en tirantes de agua mayores a los 900 metros, en el nuevo diseño de esta estructura se reemplazó la porción inferior cilíndrica con una estructura de amarres cuadrangulares abiertos reduciendo de esta manera el tamaño y el costo de la estructura.
- ◆ Cell spar: la tercera generación de estos sistemas flotantes de producción, ofrece una mayor facilidad y flexibilidad para su construcción haciendo que el diseño tenga mayor eficiencia y menores costos. Este tipo de spar está conformada por siete tubos huecos, cada uno con un diámetro aproximado de 8.22 metros para proporcionar estabilidad.

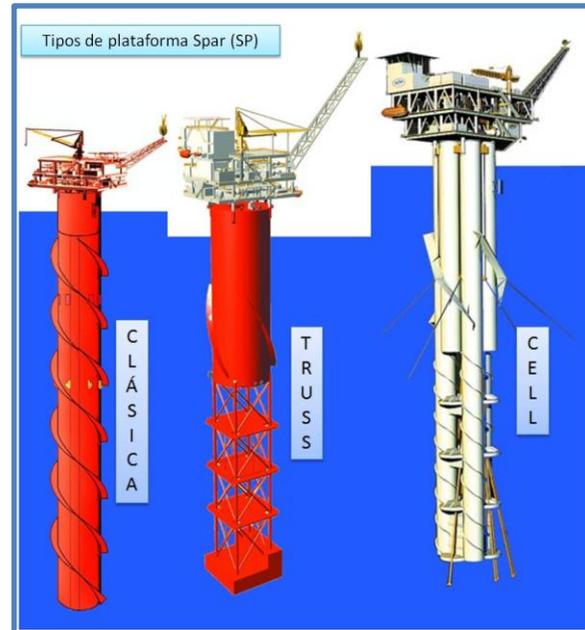


Figura 2- 11 Tipos de plataformas spar.

Plataformas semisumergibles

Una plataforma semisumergible (ver **Figura 2-12**) está compuesta por una estructura con una o varias cubiertas apoyada en flotadores sumergibles, debido a que se encuentra sobre la superficie del mar, es necesario dos sistemas responsables de la posición de la unidad; el sistema de anclaje y el sistema de posicionamiento.

Las plataformas semisumergibles originalmente fueron diseñadas para la perforación en aguas someras y recientemente se adaptaron para rangos mayores de tirantes de agua. Las unidades semisumergibles ofrecen un cierto número de beneficios, ya que permiten amplitud en los rangos de tirante de agua y la capacidad de ser reubicadas después del abandono de un campo.

El sistema de anclaje se compone de 8 a 12 anclas y cables y/o cadenas, que permiten mantener la posición de la plataforma flotante cuando está expuesta a la acción de olas, viento y corrientes marinas.



Figura 2- 12 Plataforma perforadora semisumergible Ocean Guardian.

Sistemas flotantes de producción, almacenaje y descarga

Las zonas para explotar campos en tirantes de aguas profundas no cuentan con la infraestructura para almacenar y transportar el aceite y gas, para este tipo de problemas se diseñaron los sistemas flotantes conocidos como FPSO (ver **Figura 2-13**), este tipo de sistemas permiten un ahorro ya que no se requieren instalar grandes distancias de tuberías.

El sistema con el que cuenta este equipo funciona como un tanque flotante usado para la recolección y el procesamiento de los fluidos extraídos del yacimiento, se encuentra anclada al lecho marino por medio de cables tensores que permiten su posicionamiento, se utiliza en tirantes de agua hasta de 2,400 metros y es considerado como el mejor sistema que proporciona la mayor capacidad de manejo de un campo en tirantes de aguas profundas.

Cuenta con 5 componentes principalmente:

- ◆ Estructura flotante.
- ◆ Sistema de anclaje.
- ◆ Sistema de producción.
- ◆ Sistema de almacenamiento.
- ◆ Sistema de exportación e importación.



Figura 2- 13 FPSO Yúum K'ak Náab "Señor del Mar".

2.5 Riser

El riser es la estructura que permite la comunicación entre las instalaciones superficiales y las submarinas, este sistema permite transportar los fluidos hasta la superficie.

Para la selección del riser se estudian los siguientes factores:

- ◆ Ambiente.
- ◆ Fluidos producidos.
- ◆ Condiciones de presión y temperatura.
- ◆ Características del yacimiento.
- ◆ Sistema del pozo.
- ◆ Instalación en superficie.

- ◆ Mantenimiento de la instalación.
- ◆ Sistema de exportación.

El riser debe ser diseñado específicamente con análisis de cálculo de cargas, así como se considera la vida de este y las operaciones de mantenimiento que suelen realizarse en el sistema.

Los risers pueden diseñarse de distintas formas y las principales son:

- ◆ Riser flexible (ver **Figura 2-14**): estos risers se elaboran de alambres de acero y polímeros, son la solución más común para sistemas de producción flotantes y operan bajo condiciones ambientales severas, este tipo de riser son comunes en



Figura 2- 14 Carrete de riser flexible.

instalaciones de tirantes de aguas profundas debido a que soportan las condiciones, se elaboran por una serie de capas que son fabricadas una por una pero diseñadas para trabajar en conjunto.

- ◆ Riser rígido (ver **Figura 2-15**): este tipo de riser fueron utilizados en las primeras instalaciones de producción y resultan muy pesados y costosos.



Figura 2- 15 Instalación de riser rígido.

- ◆ Riser híbrido (ver **Figura 2-16**): está formado por un conjunto de tuberías de acero verticales soportadas mediante flotadores externos y se utilizan principalmente en ambientes donde el movimiento de levantamiento es muy severo.

- ◆ Riser en forma de catenaria (ver **Figura 2-17**): este sistema es el más simple y su estructura está conformado por una tubería de acero que es colgado en forma de catenaria, el riser está conectado a una unidad flotante mediante una junta flexible de tensión de acero o de titanio para absorber el movimiento angular generado por la plataforma.



Figura 2- 17 Riser híbrido.

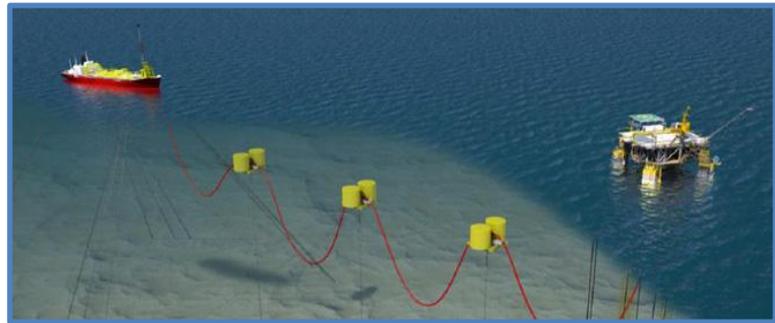


Figura 2- 16 Risers en forma de catenaria.

2.6 Arquitectura submarina

2.6.1 Cabezal submarino

El cabezal permite soportar a la tubería de producción y de revestimiento para la producción de hidrocarburos en un pozo, esta herramienta permite crear una interface entre el árbol submarino de producción y el pozo.

El sistema del cabezal de pozo submarino debe ser fiable para que la operación tenga éxito.

Sus principales funciones son:

- ◆ Mantener el control de la presión del yacimiento.
- ◆ Sirve como sello y soporte al árbol de producción submarino.
- ◆ Proporciona soporte y sello al colgador de tubería.

El cabezal (ver **Figura 2-18**) llega a trabajar con un rango de presión entre 5,000 y 15,000 [psi] y es considerado un elemento importante para operaciones de perforación ya que da soporte al equipo de preventores durante la perforación y permitir además que la tubería de revestimiento quede bien sellada.



Figura 2- 18 Cabezal submarino instalado en el lecho marino.

2.6.2. Árboles de producción submarinos

Un árbol de válvulas es un bloque de válvulas, conectores y tuberías que permite controlar la presión, actuar como sello y procesar los fluidos producidos en el yacimiento, así como también controlan la inyección de productos químicos para solucionar problemas de obstrucción en el flujo.

El árbol sirve como interfaz entre el pozo, los jumpers y manifolds para lograr todo el proceso de producción submarina, este elemento también se encarga de obtener información de las condiciones de temperatura y presión para proporcionar un punto de enlace y realizar operaciones de mantenimiento e intervenir el pozo si es necesario.

Su diseño resulta complejo ya que son instalados en tirantes de agua de más de 500 metros y expuestos a temperaturas muy bajas con altos grados de presión.



Sus principales funciones son:

- ◆ Aislar y controlar la producción del pozo.
- ◆ Aislar el espacio anular de la tubería de revestimiento.
- ◆ Conectar al cabezal del pozo submarino.
- ◆ Suspender la tubería de terminación.
- ◆ Proveer acceso para el reacondicionamiento del pozo.
- ◆ Distribuir químicos.
- ◆ Distribuir fluido hidráulico.

Factores que intervienen para elegir un árbol submarino:

- ◆ Presión, temperatura del pozo y el tirante de agua.
- ◆ Caracterización de fluidos para conocer las propiedades de los fluidos.
- ◆ Gasto de producción del sistema.
- ◆ Diámetro del pozo.
- ◆ Materiales del equipo y si se requiere un aislante.
- ◆ Tipo de cabezal.
- ◆ Ambiente al que será expuesto.
- ◆ Conexión a las líneas de descarga.
- ◆ Método de instalación.

Existen dos tipos de árboles que pueden ser (ver **Figura 2-19**) instalados:

- ◆ Árboles horizontales (ver **Figura 2-20**): en un árbol horizontal el colgador de la tubería está diseñado para incorporarse en el cuerpo del mismo árbol, las válvulas se encuentran alojadas fuera del espacio anular y se requiere contar con un tapón que permita sellar el agujero del árbol así como cuenta con un sello secundario de presión para determinar una mayor seguridad.
- ◆ Árboles verticales (ver **Figura 2-21**): tienen las válvulas en el espacio anular, su instalación se realiza en el cabezal del pozo o con la ayuda de un adaptador. El diseño con el que cuenta este árbol permite que al ser perforado y terminado el pozo no sea necesario la recuperación del sistema de preventores en la superficie.

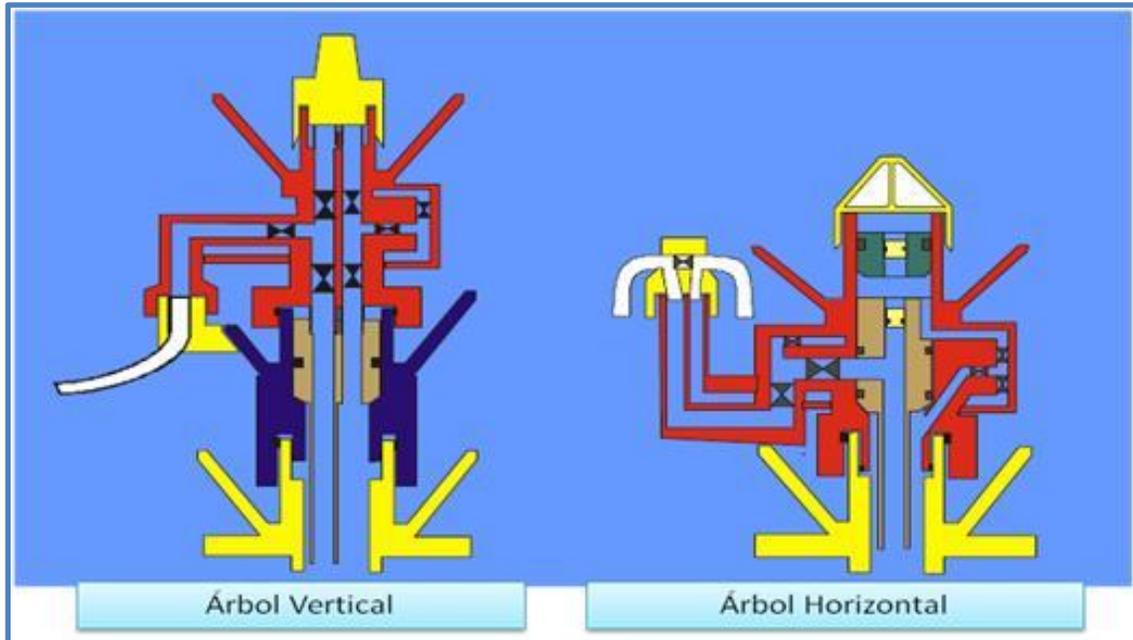


Figura 2- 19 Comparación de la configuración de un árbol vertical y un horizontal.

Un árbol incluye un subsistema modular que está integrado por:

- ◆ Conectores.
- ◆ Cuerpo o estructura de árbol.
- ◆ Válvulas.
- ◆ Tubería de suspensión.
- ◆ Tapones y sellos internos.
- ◆ Estranguladores.
- ◆ Controles.
- ◆ Tapa protectora de desechos.
- ◆ Herramientas de colocación.



Figura 2- 20 Árbol submarino horizontal.



Figura 2- 21 Árbol submarino convencional.

Colgadores de tubería

Un colgador (ver **Figura 2-22**) es una herramienta que permite asentar, sellar y asegurar la tubería, esta herramienta se alinea con la estructura del árbol y logra una interface entre el fondo del pozo y el árbol de producción submarino.

Sus funciones son:

- ◆ Lograr un soporte para la tubería de producción.
- ◆ Permite dirigir la producción del pozo hacia el árbol.
- ◆ Permite soportar las cargas ejercidas por los cambios de presión y temperatura de la tubería de producción.
- ◆ Permite sellar el espacio anular a través de un sello en agujero durante operaciones de mantenimiento o intervenciones.
- ◆ Provee un puerto de control de paso para las operaciones en el fondo del pozo incluyendo la inyección de químicos, operaciones en pozos inteligentes y sensores.

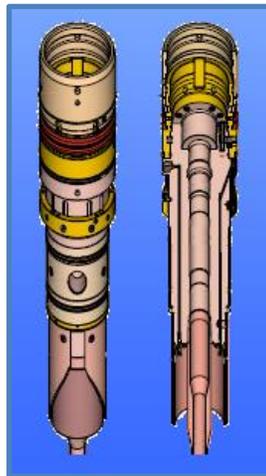


Figura 2- 22 Colgador para suspender la tubería de producción.

2.6.3 Jumper

El jumper está conformado por una sección de tubería que permite enlazar a dos elementos del sistema de producción, los más comunes son los que permiten enlazar el árbol de producción con el manifold, PLEM, PLET o alguna línea de producción.

El uso de un jumper permite alojar sensores y medidores para adquirir datos de la producción, así como brindan aislamiento para prevenir la formación de hidratos.

El jumper (ver **Figura 2-23**) es un elemento que garantiza el aseguramiento del flujo y facilita instalarse en lugares con condiciones extremas debido a que se fabrican con diferentes geometrías como son en forma de “M” o de “U invertida”. Los jumpers más sofisticados se fabrican actualmente con tuberías flexibles, son recuperables y su instalación no es complicada.



Figura 2- 23 Operaciones para instalar un jumper.

2.6.4 Manifolds

Un manifold es un arreglo de tuberías, cabezales y válvulas que se usan para recibir y distribuir los fluidos que se extraen del yacimiento, se conectan a los árboles de producción y es considerado como el sistema de recolección más flexible.

El manifold se controla a través de energía eléctrica e hidráulica y tiene un respaldo para controles mediante un ROV, el sistema logra reunir los fluidos producidos de varios pozos para luego llevarlos a la superficie.



Los fluidos producidos fluyen a través de la tubería de producción en el pozo, y por medio del árbol submarino se controla la producción, los fluidos fluyen del árbol al manifold a través de los jumpers y posteriormente a las líneas de exportación.

El manifold permite aislar pozos existentes mientras se perforan nuevos pozos y se instalan los árboles correspondientes, son de suma importancia en las actividades de pozos y manejo de la producción submarina, también permiten realizar las operaciones de limpieza y monitoreo de las condiciones internas de las líneas de flujo.

Con la finalidad de que los manifolds recolecten los fluidos producidos o distribuyan los fluidos inyectados, éste se debe equipar con los componentes que controlen y monitoreen el flujo y que proporcionen un apoyo estructural.

Estos componentes son:

- ◆ Cimentación: este elemento permite el soporte y nivelación entre la estructura del mismo y el lecho marino.
- ◆ Conectores: es el elemento que se conecta al hub localizado ya sea en la parte superior o lateral del mismo.
- ◆ Marco estructural: tiene como finalidad proteger y soportar la serie de tuberías y válvulas, al mismo tiempo la estructura sirve para transmitir las cargas de las conexiones a la cimentación y proporciona el medio para colocar la protección catódica y en algunos casos la superficie para la instrumentación o equipo de control.
- ◆ Hubs: son los puntos de conexión del manifold y sirven para realizar la interconexión con los pozos y líneas de flujo de cada pozo.



- ◆ Pigging Loop (Limpieza): un manifold puede estar diseñado con varias opciones para alojar las operaciones de corrida de diablos para realizar la limpieza del sistema.
- ◆ Arreglo de tuberías: los diferentes arreglos de tuberías proporcionan los conductos para la producción o inyección de fluidos.
- ◆ Aislamiento: para lograr el aseguramiento de la producción algunos elementos del manifold pueden requerir de algún tipo de aislamiento para conservar el calor.
- ◆ Válvulas: son componentes que dirigen el flujo. El manifold contiene válvulas que dirigen o aíslan el fluido de o hacia cada pozo, estas también dirigen el flujo hacia adentro o fuera de los diferentes cabezales como se requiera y pueden actuar ya sea manual o hidráulicamente.
- ◆ Estranguladores: Dependiendo del proyecto, el diseño puede enfocarse a controlar el volumen de flujo en el manifold en lugar del árbol y se requiere de este elemento para lograr esto.
- ◆ Instrumentación para monitoreo de corrosión: Los instrumentos localizados en el manifold proporcionan una fuente de datos al operador a través del sistema de control.
- ◆ Medidor de flujo: este elemento realiza una función importante ya que permite determinar el volumen que un campo está produciendo, se pueden colocar en el manifold para realizar pruebas de pozo y medición de distribución.

Consideraciones de diseño para el manifold:

- ◆ Presión de trabajo.

- ◆ Tirante de agua.
- ◆ Número de pozos.
- ◆ Capacidad de expansión.
- ◆ Requisitos para la limpieza.
- ◆ Método de instalación.

Existen dos tipos de manifolds y son (ver **Figura 2-24**):

- ◆ Manifolds agrupados.
- ◆ Manifolds en patrón.



Figura 2- 24 Tipos de manifolds.

PLET



Figura 2- 25 Estructura PLET

PLET (ver **Figura 2-25**) son las siglas de Pipe Line End Termination, algunas veces también conocido como FLET es una estructura que funge como interface y punto de conexión entre las líneas de producción de árboles o manifolds vía jumpers y el sistema principal de proceso.

PLEM

El PLEM (ver **Figura 2-26**) es una versión reducida del manifold agrupado, cuenta con un diseño relativamente sencillo y consiste de válvulas, tuberías y conectores. Un PLEM permite dirigir fluidos de uno o dos árboles submarinos y se conecta directamente a la línea de flujo submarina, por lo que no se requiere el uso de PLET.



Figura 2-26 Estructura PLEM.

2.7 Líneas umbilicales

Una línea umbilical (ver **Figura 2-27**) es un componente de control que se encarga de conectar la superficie con el equipo submarino así como permite proporcionar los fluidos de control y químicos, proporciona energía eléctrica y señales desde superficie para controlar los dispositivos instalados en el fondo marino.

La línea umbilical cuenta con los siguientes componentes:

- ◆ Tubo de acero: permite resistir las altas presiones a las que será sometido en tirantes de aguas profundas.
- ◆ Manga termoplástica: está formado por tres capas que son; un tubo central, una capa para contención de presión y la última es la funda exterior.

- ◆ Cable eléctrico: este elemento está compuesto por cables trenzados de cobre, un aislante y una capa de ajuste. La funcionalidad esta en base a cómo trabaja el circuito ya que debe proporcionar energía eléctrica para las operaciones de control, permitir la lectura de información para los transductores de presión y temperatura o los indicadores de posición de las válvulas.
- ◆ Cable de fibra óptica: está diseñado para permitir y mejorar la transmisión de datos y puede servir para medir la presión, tensión y temperatura.

Las principales consideraciones para elegir el diseño de una línea umbilical son:

- ◆ Esfuerzos a los que será expuesto.
- ◆ Tirante de agua.
- ◆ Condiciones ambientales.



Figura 2- 27 Estructura de una línea umbilical submarina

SDU y UTA

La SDU es la unidad de distribución submarina, esta unidad separa y redirige los fluidos proporcionados a través del umbilical hacia los diversos pozos y simplifica la instalación de la línea umbilical gracias al tamaño reducido y el UTA es el montaje de la terminación del umbilical (ver **figura 2-28**).

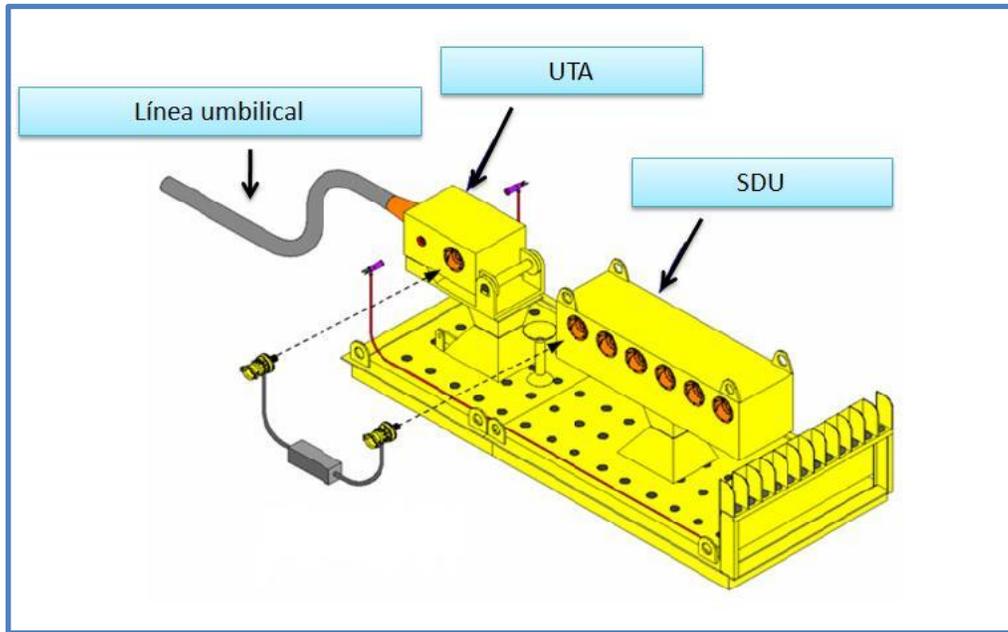


Figura 2- 28 Configuración de una conexión de línea umbilical con SDU.

2.8 Líneas de flujo

Es importante en el sistema de producción submarino las líneas de flujo (ver **Figura 2-29**) ya que permiten la salida de la producción hacia instalaciones de almacenamiento, es común que se confundan en este caso dos términos conocidos como “flowline” (líneas de flujo) y “pipeline” (tuberías), una línea de flujo se define como el medio a través del cual viajan los fluidos producidos en fase multifásica desde un árbol submarino de producción a un manifold y en el caso de una tubería se refiere al medio por el cual se dirigen los fluidos a una terminal de almacenamiento o exportación, las tuberías manejan presiones menores a las líneas de flujo.

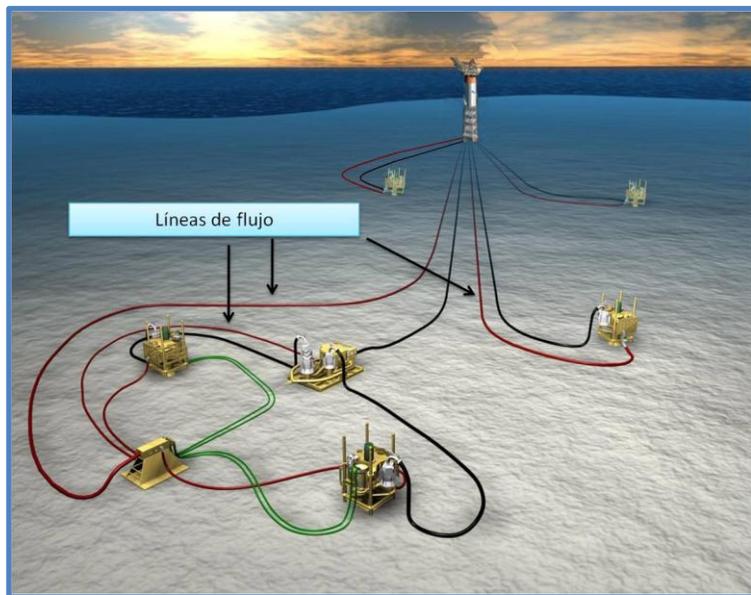


Figura 2- 29 Líneas de flujo en un sistema de producción submarino.



2.9 ROVS

Los ROV's (Remote Operated Vehicles) (ver **Figura 2-30**) son equipos que surgieron por la necesidad de requerir apoyo en operaciones de exploración y explotación de campos en tirantes de aguas profundas, son mejor conocidos como robots submarinos que son controlados desde la superficie por un piloto.

Este robot está equipado con cámaras y lámparas para aumentar la visibilidad, propulsores para la navegación y posicionamiento, además de algunos sensores para localización de objetos y equipos para inspección.

Se compone de:

- ◆ **Armazón:** proporciona una plataforma firme para fijar componentes mecánicos, eléctricos, de propulsión incluyendo herramientas especiales como sonares, cámaras fotográficas, iluminación, manipuladores, sensores científicos y equipo de muestreo.

El tamaño del armazón dependerá del peso, el volumen en cubierta, el volumen de las herramientas y el volumen de flotabilidad del ROV.

- ◆ **Sistema de control:** este sistema permite controlar las funciones del ROV desde la superficie.
- ◆ **Sistema de propulsión:** este sistema puede ser eléctrico, hidráulico y propulsión a chorro canalizada.
- ◆ **Umbilical:** el ROV se conecta por medio de un umbilical el cual transmite la energía eléctrica a los propulsores y otros sistemas, así como las señales de los sensores instalados y señales de control del piloto al vehículo submarino.
- ◆ **Otras herramientas:** pueden complementarse con brazos manipuladores o llevar herramientas para realizar actividades específicas en aguas profundas.

Las actividades que puede realizar un ROV son importantes ya que puede lograr la asistencia para instalar los sistemas submarinos (manifold, PLET y jumpers), puede posicionar componentes o herramientas para su instalación, fijar y desconectar líneas guía, alinear equipos, acoplar las conexiones para manifolds, operaciones de fijación de líneas, conectores y otros componentes del árbol submarino de producción.



Figura 2- 30 Asistencia de un ROV para operaciones submarinas.



Lista de figuras y tablas

Figura 2-1 Presentación “Subsea Equipments” Presentación de Mauricio Werneck de Figueiredo (Petrobras/CENPES), 2009.

Figura 2-2

<http://www.correo-gto.com.mx/notas.asp?id=45406>

Figura 2-3

<http://www.panoramio.com/photo/2925003>

Figura 2-4 Presentación “Desarrollo de campos y aspectos que se deben tener en cuenta al desarrollar un campo” por Christopher Lindsey-Curran, BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 2-5 Presentación “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo, realizada por el Ing. Jesús Rodríguez Núñez, Febrero 2008.

Figura 2-6

<http://www2.petrobras.com.br>

Figura 2-7

<http://www.doris-engineering.com/horizon/expertise/deepwater6.asp>

Figura 2-8 Presentación “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo, realizada por el Ing. Jesús Rodríguez Núñez, Febrero 2008. y <http://www.oilrig-photos.com/picture/number90.asp>

Figura 2-9 Presentación “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo, realizada por el Ing. Jesús Rodríguez Núñez, Febrero 2008. y http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=305&c_id=12

Figura 2-10 Presentación “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo, realizada por el Ing. Jesús Rodríguez Núñez, Febrero 2008.

Figura 2-11

<http://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/platform-spar-comp.htm>

Figura 2-12

<http://noticias.latino.msn.com/latinoamerica/articulos.aspx?cp-documentid=23504432>



Figura 2-13

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=17973>

Figura 2-14

http://bunessanprojectengineering.com/index.php?pr=Case_Studies

Figura 2-15

<http://www.compositesworld.com/articles/ct>

Figura 2-16

http://www.intecsea.com/expertise/marine_riser_systems/default.asp

Figura 2-17

http://www.intecsea.com/expertise/marine_riser_systems/default.asp

Figura 2-18

<http://www.subseaworld.com/news/nca-complete-world-record-subsea-wellhead-recovery-operation-03448.html>

Figura 2-19 Presentación “Subsea Equipments” Presentación de Mauricio Werneck de Figueiredo (Petrobras/CENPES), 2009.

Figura 2-20 Presentación “Tipos de árboles submarinos”- Componentes de un árbol-Instalación / Herramientas de colocación de Árboles Submarinos, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 2-21 Presentación “Subsea System Overview”, Deepwater Training, Pemex-ABB, 2009.

Figura 2-22 Presentación “Tipos de árboles submarinos”- Componentes de un árbol-Instalación / Herramientas de colocación de Árboles Submarinos, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 2-23 “Cameron Subsea Systems”, Pemex Exploración y Producción-Cameron, Junio 2005.

Figura 2-24 Presentación “Desarrollo de campos y aspectos que se deben tener en cuenta al desarrollar un campo” por Christopher Lindsey-Curran, BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 2-25 Presentación “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo (manifold-PLEM-PLET), realizada por el Ing. Jesús Rodríguez Núñez, Febrero 2008.



Figura 2-26 Presentación “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo (manifold- PLEM-PLET), realizada por el Ing. Jesús Rodríguez Núñez, Febrero 2008.

Figura 2-27

<http://www.directindustry.es/prod/lapp-muller/cable-umbilical-submarino-17976-259620.html>

Figura 2-28 Presentación “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo, realizada por el Ing. Jesús Rodríguez Núñez, Febrero 2008.

Figura 2-29

http://www.oceanica.ufri.br/deno/prod_academic/relatorios/atuais/DanielA+Fabio/relat2/relat2.htm

Figura 2-30 Presentación “Aplicación de vehículos operados a control remoto (ROVS)”, Proyecto D.00384 “Asimilación de tecnología para la planeación, evaluación, selección, operación y mantenimiento de sistemas submarinos”, Efraín Rodríguez, Febrero 2008.



CAPÍTULO 3

ASEGURAMIENTO

DE FLUJO



CAPÍTULO 3

“ASEGURAMIENTO DE FLUJO”

En la ingeniería petrolera existe un concepto importante denominado aseguramiento de la producción, éste comprende la necesidad de analizar el verdadero desafío que implica trasladar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento en superficie e involucra tres funciones importantes que son; el aseguramiento, refuerzo y vigilancia del flujo.

Este capítulo presenta las tres funciones del aseguramiento de la producción para determinar su importancia que tienen en el proceso de explotación de hidrocarburos en tirantes de aguas profundas, debido a que el tema fundamental está enfocado a la función del aseguramiento de flujo se hace un mayor énfasis en este.

Aseguramiento de la producción submarina⁷

El aseguramiento de la producción tiene como objetivo estudiar las condiciones a las que son expuestos los fluidos producidos desde el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento y mitigar los problemas en éste proceso, su definición incluye tres funciones importantes que engloban los principales problemas que se presentan en la producción de hidrocarburos en aguas profundas como lo son; el tirante de agua, las altas presiones y bajas temperaturas a las que son sometidos, esto por mencionar algunos.

Las tres funciones del aseguramiento de la producción son:

- ◆ Aseguramiento de flujo.
- ◆ Refuerzo de flujo.
- ◆ Vigilancia de flujo.



Estas funciones logran optimizar el diseño, operación, mantenimiento y control del sistema de producción submarino durante el ciclo de vida de un campo en aguas profundas, ya que se requiere entender el comportamiento de los fluidos en el proceso y establecer estrategias para optimizar su producción.

El concepto de aseguramiento de la producción es muy completo y abarca todas las disciplinas posibles para garantizar que el proceso de explotación sea lo más eficiente, las tres funciones (ver **Figura 3-1**) que comprende este concepto están relacionadas entre sí y su objetivo en conjunto es lograr el flujo continuo desde el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento en superficie.

Brinda estrategias adecuadas para evitar los problemas asociados en el transporte de hidrocarburos, permite establecer el aseguramiento de flujo a través del sistema de producción submarino, ofrece la posibilidad de reforzar el flujo al utilizar sistemas que suministren energía adicional a los fluidos para transportarlos de forma continua y se encarga de vigilar y controlar las operaciones en el proceso de producción.

El aseguramiento de la producción es un estudio multidisciplinario de predicciones, modelos del flujo, análisis de fluidos, refuerzo del flujo a través de sistemas artificiales de producción, medición, vigilancia y control para lograr con éxito las actividades de explotación en campos con tirantes de aguas profundas.

El desarrollo de campos con dichas condiciones requiere que el proceso del aseguramiento de la producción determine soluciones tecnológicas, para prevenir, controlar y remediar obstrucciones que afecten la estabilidad del flujo en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones. En todos los campos con tirantes de aguas profundas reportan una mayor eficiencia en la etapa de desarrollo y operación gracias a los estudios que se realizan a través del aseguramiento de la producción permitiendo eliminar los problemas relacionados con su función en toda la vida productiva del campo.

El aseguramiento de la producción es un conjunto de actividades críticas con un gran impacto desde la planeación del desarrollo de campos, el diseño del sistema de producción y las estrategias de operación que hacen más eficiente la recuperación de hidrocarburos provenientes de yacimientos con condiciones ambientales extremas.

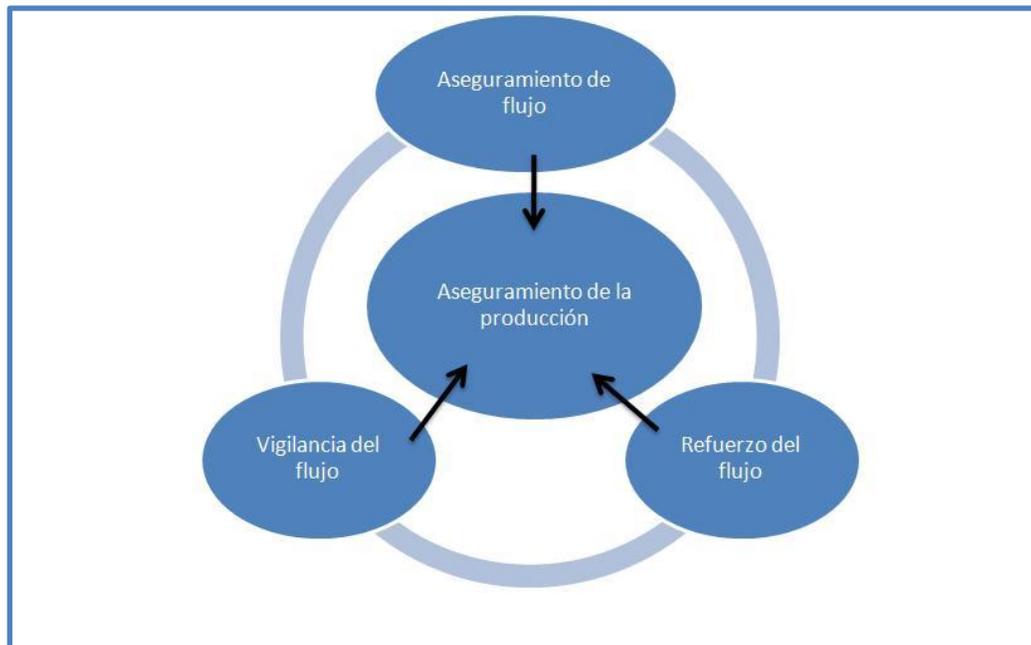


Figura 3- 1 Concepto del aseguramiento de la producción.

3.1 Aseguramiento de Flujo

El aseguramiento de flujo es una de las funciones más importantes que se implementa para evaluar los problemas asociados con la producción de hidrocarburos desde el yacimiento a instalaciones de procesamiento, el concepto de aseguramiento de flujo fue utilizado desde los años 80 con el fin de analizar con mayor detalle el transporte de hidrocarburos a través del sistema submarino de producción, en los años 90 Petrobras, una de las empresas con gran desarrollo en la explotación de campos con tirantes de aguas profundas utilizó la expresión “Garantía de Flujo”, traducido como “Garantizar el Flujo”, este concepto cubre los aspectos termodinámicos, hidráulicos y fisicoquímicos del sistema de producción⁸.



El aseguramiento de flujo debe identificar y manejar cualquier cambio que pudiera afectar el transporte de los fluidos por el sistema de producción, se requiere un procedimiento multidisciplinario de muestreo, análisis y modelado de fluidos que permita emplear estrategias de producción.

3.1.1 Importancia del análisis de muestras y modelos

En el aseguramiento de flujo se debe afrontar los problemas de acumulación de parafinas, asfaltenos, hidratos, incrustaciones y corrosión desde la primera etapa de la fase de diseño del sistema de producción submarino, el proceso de desarrollo del aseguramiento del flujo debe iniciar con el muestreo del fluido de formación durante la fase de perforación del programa de exploración y evaluación del campo.

Las muestras de fluidos del yacimiento son de suma importancia ya que permiten definir el comportamiento de fases y las propiedades físicas del aceite, gas y agua producidos en un yacimiento, las muestras son analizadas para identificar y caracterizar el comportamiento de fases de asfaltenos, ceras e hidratos que se forman a través de la precipitación de fluidos del yacimiento a causa de cambios de temperatura y presión. El análisis de muestras también permite identificar si los fluidos del yacimiento contienen elementos corrosivos tales como el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y otros elementos que afectan el sistema de producción submarino.

Las instalaciones de producción submarina como se ha mencionado anteriormente requieren de un diseño óptimo, para ello se necesita conocer las propiedades de los fluidos a través de muestras con alta calidad ya que los componentes, metalurgia, planes operacionales, planes de contingencias y programas de remediación dependerán de ellos, además son necesarios para elaborar una estrategia operacional que determine el aseguramiento de flujo en los campos ubicados en tirantes de aguas profundas.



En el análisis de pruebas se utiliza un procedimiento incremental para brindar confiabilidad en el resultado de ellos el cual permite que los resultados iniciales determinen el curso de las pruebas subsiguientes, debe analizarse primero la composición y propiedades de los fluidos básicos para luego someter las muestras a procesos de clasificación de asfaltenos, hidratos y ceras, las muestras que clasifican como positivas son sometidas a un análisis más detallado mientras que las muestras en la que se identifica presencia de gas disuelto o fracciones pesadas se mantienen en condiciones de laboratorio especiales.

Las pruebas que se utilizan para conocer con mayor exactitud las propiedades y su comportamiento en diferentes condiciones son; pruebas PVT, pruebas cromatograficas y la espectrometría de masa^c que en general ayudan analizar el comportamiento de fases, la composición de los fluidos y las propiedades del flujo.

El uso de análisis de muestras de fluido para el manejo de la función del aseguramiento de flujo generalmente adopta la forma de manejo térmico, manejo de la presión, tratamientos químicos y remediación mecánica.

- ◆ Manejo térmico.
 - Circulación de fluidos calientes.
 - Calentamiento eléctrico.
 - Aislamiento de la línea de flujo.
- ◆ Manejo de la presión.
 - Bombas de fondo de pozo.
 - Bombas de refuerzo de lecho marino.
- ◆ Manejo con tratamientos químicos.
 - Inyección de químicos en el sistema de producción para inhibir la corrosión o la acumulación de ceras, incrustaciones e hidratos.
- ◆ Remediación mecánica.
 - Limpieza de las líneas de flujo con corridas de diablos.

Estas estrategias se explicaran más detalladamente en el capítulo 4 de esta tesis.



En la función del aseguramiento de flujo se utilizan modelos que se requieren para comprender el comportamiento del flujo en el proceso de producción, sin embargo esto resulta ser más complejo debido a que el uso de ellos en tirantes de aguas profundas conduce a la necesidad de modelos matemáticos que no existen o requieren que su construcción sea especializada, es de suma importancia contar con un modelo a través de herramientas computacionales que pueda no ser exacto para representar los sistemas físicos pero que permita estudiar el comportamiento y evaluar los posibles problemas en los sistemas de producción instalados.

3.1.2. Definición del Aseguramiento de Flujo

Existen varias definiciones para el aseguramiento de flujo ya que esta disciplina ha tenido avances tecnológicos que implican ampliar su definición para abarcar todas las actividades que se realizan dentro de su función, actualmente el aseguramiento de flujo lleva a cabo la planeación, desarrollo, implementación de nuevas herramientas, mantenimiento, operación de los sistemas submarinos de producción y proporciona estrategias para realizar el proceso de producción de forma más eficiente y mitigar los riesgos asociados en explotación de campos con tirantes de aguas profundas.

A continuación se exponen algunas definiciones que se utilizan en la industria petrolera para el aseguramiento del flujo.

La primera definición que se presenta es; *“El aseguramiento de flujo logra el transporte exitoso de los fluidos producidos en el yacimiento desde el pozo hacia las primeras instalaciones de tratamiento, sin taponamientos ni fugas”*⁹.

Otra definición nos dice que; *“el aseguramiento de flujo se define como el proceso de análisis estructurado en el cual se requiere:*

- ◆ *Un profundo conocimiento de las propiedades de los fluidos producidos, transportados y procesados.*



- ◆ *Un detallado análisis térmico e hidráulico del sistema.*
- ◆ *El desarrollo de estrategias para el control de sólidos tales como hidratos, parafinas, asfaltenos e incrustaciones”⁸.*

Una tercera definición nos dice que; *“el aseguramiento de flujo es la capacidad de producir económica y técnicamente hidrocarburos del yacimiento durante la vida del campo en cualquier ambiente, implica el análisis de muestras de fluidos producidos para determinar el comportamiento del yacimiento y anticipar los problemas de flujo asociados con su explotación, de modo que las instalaciones de producción puedan ser diseñadas y operadas con el objetivo de evitar o manejar problemas relacionados con el flujo continuo de hidrocarburos”⁷.*

Como podemos observar la definición del aseguramiento de flujo no limita a precisar que es un concepto solo aplicable a operaciones de explotación de campos en tirantes de aguas profundas, ya que estas definiciones abarcan las operaciones en campos con diferentes características, sin embargo es un concepto que se utiliza en dichos ambientes extremos debido a las condiciones existentes, ya que estas ocasionan con mayor frecuencia problemas asociados al flujo continuo de hidrocarburos desde el pozo hasta las instalaciones de procesamiento.

3.1.3. Objetivo del Aseguramiento de Flujo

Dentro de los principales objetivos para el aseguramiento de flujo se encuentran:

- ◆ Mantener una estricta atención y evaluación del rendimiento de todo el sistema de producción submarino.
- ◆ Mantener un perfil de producción del ciclo de vida operativo del sistema.
- ◆ Conocer los límites de la capacidad del sistema para determinar el potencial de producción del campo.
- ◆ Mantener siempre la trayectoria del flujo abierta.



- ◆ Minimizar intervenciones y obstrucciones del flujo.
- ◆ Lograr detecciones tempranas de anomalías dentro de la operación del sistema de producción submarino.
- ◆ Optimización del funcionamiento y parámetros en la producción de hidrocarburos.
- ◆ Planificar anticipadamente las posibles intervenciones y cambios que podrían mejorar el proceso productivo en campos en tirantes de aguas profundas.

3.1.4. Importancia del Aseguramiento de Flujo

El aseguramiento de flujo es de suma importancia ya que determina el éxito de la producción de aceite y gas de campos en tirantes de aguas profundas, permite determinar el sistema más óptimo y viable para realizar las operaciones y manejar de forma adecuada los fluidos producidos en el yacimiento y llevarlos con seguridad a instalaciones para ser tratados, el aseguramiento de flujo es una función crítica para lograr que el proceso de producción sea lo más económicamente posible haciendo rentables los proyectos bajo dichas condiciones.

Las operaciones que se realizan en los proyectos, instalación, fabricación, esfuerzos de ingeniería, e investigación de materiales han centrado su desarrollo e implementación de soluciones para el éxito de la producción en ambientes extremos, esto hace más importante el trabajo multifuncional del aseguramiento de flujo que implementa estrategias encaminadas al éxito, las estrategias comprenden tres funciones importantes conocidas como evaluación del proyecto, integración de nuevas herramientas, implementación y mejora del sistema de producción submarino para lograr el aseguramiento del flujo.

El producir óptimamente hidrocarburos puede traer un gran número de beneficios, ya que el aseguramiento de flujo además tiene la función de determinar que el sistema de producción sea seguro para su operación logrando mitigar los problemas asociados con el medio ambiente.

3.1.5 Características que considera el Aseguramiento de Flujo

El aseguramiento de flujo dentro del proceso de análisis en la ingeniería petrolera logra maximizar la producción minimizando los costos de operación del sistema, se debe garantizar la producción a través del desarrollo de estrategias que incluyen trabajar con proyectos que integren varios pozos submarinos aunque se instalen largas líneas de flujo que hagan necesario realizar mayores esfuerzos para evitar problemas y mantener el flujo sin restricciones, el aseguramiento de flujo considera las siguientes características que deben tomarse en cuenta para el diseño y operación del ciclo de vida de un sistema de producción submarino.

- ◆ Formación de sólidos, tales como hidratos, ceras, asfaltenos y parafinas.
- ◆ Reología, emulsiones y problemas de bacheo del flujo.
- ◆ La erosión y / o la acumulación de arena.
- ◆ La corrosión.

En la **Figura 3-2** se observa un diagrama que muestra la función del aseguramiento de flujo.

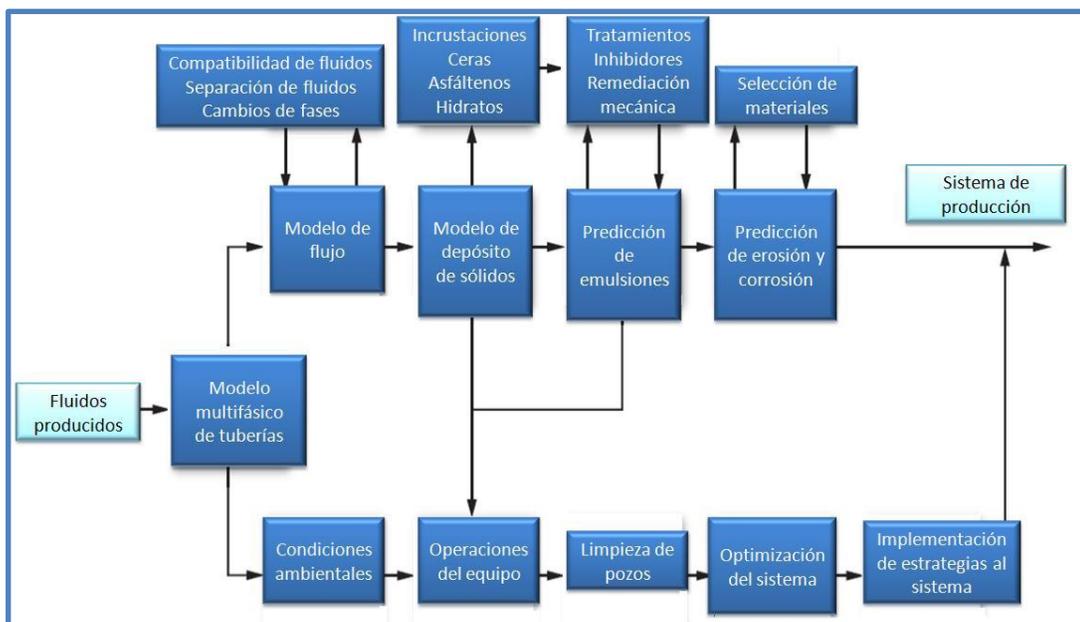


Figura 3- 2 Funcionamiento del aseguramiento de flujo.

3.1.6 Factores que afectan el Aseguramiento de Flujo en el sistema de producción

Existen varios factores que afectan el aseguramiento de flujo provocando ineficiencia en el sistema de producción submarino, estos factores deben ser mitigados para permitir la máxima recuperación en campos con tirantes de aguas profundas.

En la **Figura 3-3** se muestra el proceso del aseguramiento de flujo considerando todos los factores que afectan.

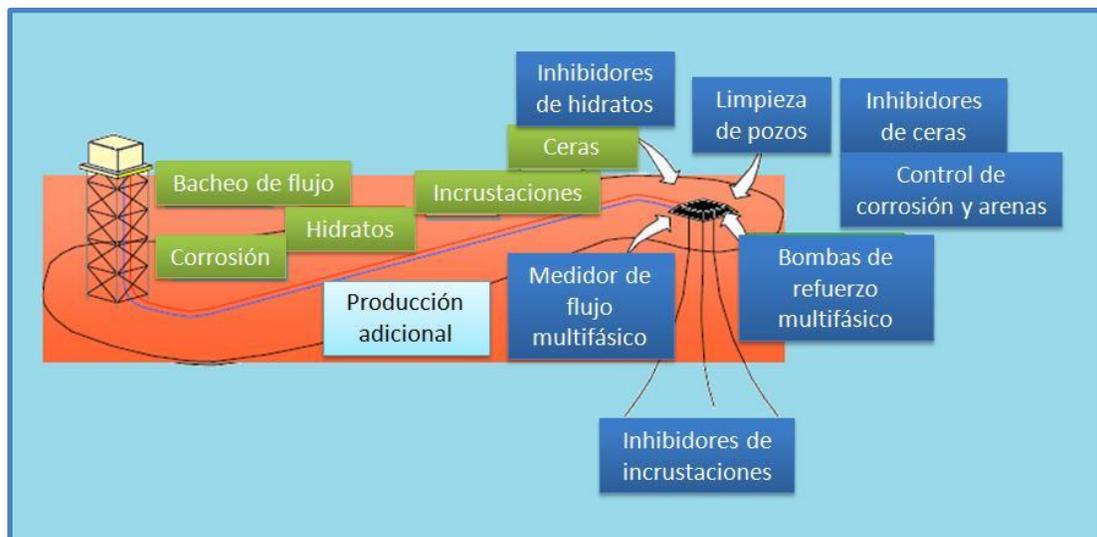


Figura 3-3 Factores que afectan al aseguramiento de flujo en el sistema de producción submarino.

Los factores que afectan el aseguramiento de flujo (ver **Figura 3-4**) pueden ser causados por:

- ◆ Acumulación de sólidos.
- ◆ Comportamiento del flujo.



Figura 3-4 Acumulación de sólidos y bacheo en el sistema de producción submarino.



Acumulación de sólidos

Asfaltenos

Los asfaltenos son compuestos químicamente indefinidos, es decir los análisis han sido incapaces de aislar y determinar perfectamente las moléculas presentes en las fracciones más pesadas del petróleo crudo, la “palabra asfalteno” fue utilizada por primera vez por J. B. Boussingault quien definió que los asfaltenos eran producto del residuo de la destilación del bitumen^d.

Los asfaltenos son insolubles en n-alcanos, tales como el n-pentano o el n-heptano y soluble en tolueno.

◆ Propiedades y características de los asfaltenos

Poco se sabe sobre las propiedades químicas reales de estos compuestos, existen algunas teorías sobre cómo las moléculas de los asfaltenos se forman y se comportan, sin embargo no ha sido posible concretar alguna de estas suposiciones.

Los asfaltenos son sólidos friables^e, de color oscuro con una densidad aproximada de 1.2 [gr/cm³], además son infusibles lo que quiere decir que no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor dejando un residuo carbonoso.¹⁰

La estructura química también ha sido difícil de determinar, por lo general los asfaltenos están compuestos por carbono e hidrógeno en una relación 1 a 1.2, contienen un escaso porcentaje de oxígeno, nitrógeno y azufre, combinado con níquel, vanadio y/o hierro.

La estructura de los asfaltenos, en cuanto a los átomos de carbono e hidrógeno se ligan formando grupos aromáticos de tipo anillo.

Los asfaltenos son sensibles a los cambios de presión, en el agujero del pozo el inicio de la precipitación de asfaltenos por aceites asfaltenicos inestables ocurre por encima de la presión de saturación.



◆ Depositación de asfaltenos

El fenómeno de depositación de asfaltenos puede realizarse en el yacimiento; en la formación productora, en la cara de los intervalos disparados, en cuanto en el pozo puede ocurrir en el aparejo de producción, en el sistema de producción submarino y en instalaciones que se encuentran en superficie.

Estos compuestos no se depositan en aceites pesados, ya que estos tienen mayor cantidad de gas disuelto y ocasiona que las fracciones pesadas sean menos propensas a depositarse en ellos, así como no se depositan en yacimientos de gas y condensado, su depositación es más común en aceites ligeros.

Son de especial interés para la industria petrolera debido a la tendencia de depositarse en líneas de flujo ya que su eliminación es un proceso largo y costoso.

Las condiciones en las que puede llevarse a cabo la depositación de asfaltenos son; caídas de presión normal, operaciones de estimulación con uso de ácido, operaciones con un sistema artificial de producción de inyección de gas y por métodos de recuperación mejorada.

La estabilidad de los asfaltenos depende de varios factores en donde se incluye la presión, composición del fluido y la temperatura.

◆ Diagrama de fase de asfaltenos

El uso de diagramas de fases son esenciales para comprender los problemas que deben enfrentar los especialistas en aguas profundas, permite observar los componentes que se desprenden de los fluidos del yacimiento con los cambios de presión y temperatura.

En el caso de los asfaltenos inician a precipitarse en un rango de presión alrededor de la presión de yacimiento y el punto de burbuja, a esta zona se conoce como envolvente de precipitación de asfaltenos y en la **Figura 3-5** se puede observar con mayor detalle.

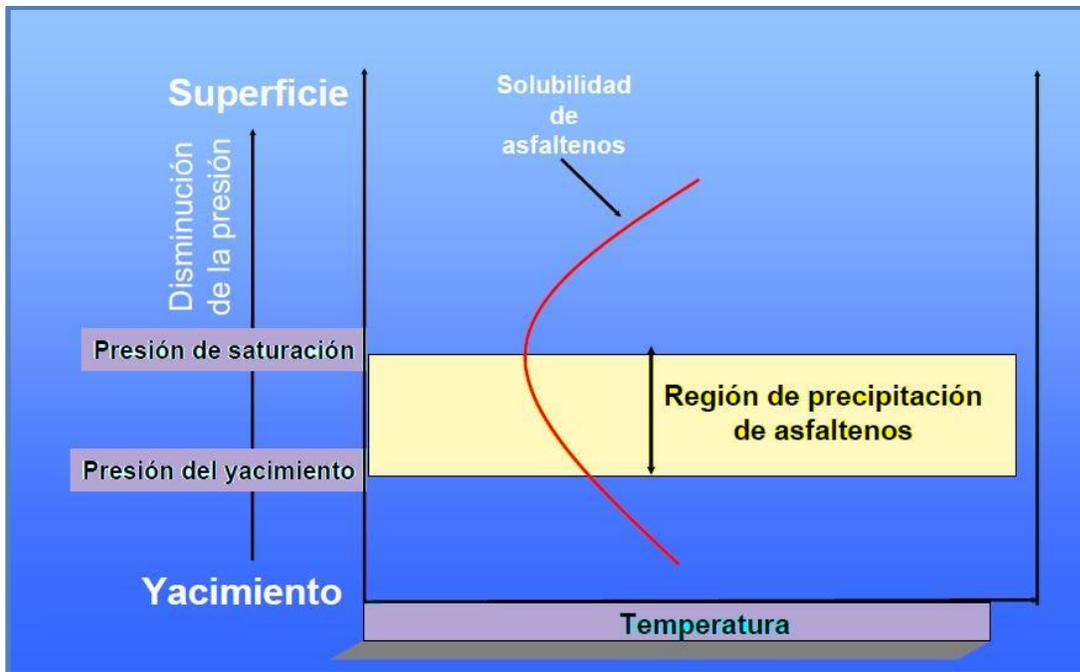


Figura 3-5 Envoltorio de precipitación de asfaltenos.

◆ Control de asfaltenos

Identificar las condiciones termodinámicas en la que se forman los asfaltenos (ver **Figura 3-6**) y las tasas de depositación son importantes en la evaluación del aseguramiento de flujo, si la depositación de asfaltenos se predice o anticipa se puede diseñar una estrategia adecuada.

Para la evaluación de asfaltenos es necesario:

- Obtener una buena muestra de los fluidos.
- Composición del petróleo crudo.
- Contenido de asfaltenos a través de análisis y pruebas en el laboratorio.
- Puntos de formación y desaparición.
- Equilibrio sólido líquido.
- Tasas de depositación de asfaltenos.
- Prueba de flujo en circuito cerrado.



Figura 3- 6 Asfaltenos precipitados

El proceso de control de asfaltenos normalmente implica el identificar los dispersantes para disminuir o prevenir la depositación y el uso de solventes para eliminar los depósitos que ya estén presentes. Se utilizan con poca frecuencia técnicas de remediación mecánica con el uso de corridas de diablo, debido a que esta técnica de eliminación es de alto riesgo pues existe la posibilidad de que el equipo se quede atorado. Para el control de asfaltenos es importante el trabajo que se realiza en el laboratorio con las pequeñas cantidades de líquido para experimentar.

En el caso de uso de disolventes químicos se requiere de una exposición a un flujo turbulento para la eliminación de estos compuestos, sin embargo esto implica operaciones intensivas donde la producción queda inactiva por un largo tiempo lo que hace que el uso de este método se evite.

Control de Arena / Erosión.

Acerca del 70 por ciento del petróleo en todo el mundo se encuentra en formaciones con sedimentos poco consolidados, del cual el 37 por ciento de la producción proviene de formaciones de areniscas, por lo tanto la producción de arena es uno de los problemas más comunes en los pozos.

La producción de arenas es común cuando existe una cantidad de agua considerable que permita el arrastre de estas (ver **Figura 3-7**), una de las operaciones que se encarga de evitar que exista presencia de arena durante la vida productiva del pozo esta asociada al tipo de terminación que se realiza en el mismo, ya que una buena terminación y un sistema de monitoreo de arrastre de arena en la corriente del flujo de fluidos producidos en la formación puede mitigar la acumulación de estas.

En la producción de hidrocarburos en aguas profundas es común que se presenten acumulaciones de arena en la corriente del flujo, es importante por ello monitorear la cantidad de arena a través de la función de vigilancia y control para evitar que la acumulación sea en un grado severo y este no afecte el sistema de producción.

La acumulación de arena puede causar:

- ◆ Tapones en las líneas de flujo.
- ◆ Tapones en la tubería de producción.
- ◆ Se reduce el área de flujo y obstaculiza el paso de fluidos a través de las tuberías.
- ◆ Puede generar contrapresión por la fricción que causa la reducción del área de flujo.
- ◆ Algunos componentes como válvulas, estranguladores y tuberías pueden sufrir erosión o dañar equipos del sistema artificial de producción como son las bombas.
- ◆ Pueden incrementar la corrosión de tuberías y líneas de flujo.
- ◆ Ocasiona fallas en válvulas.



Figura 3- 7 Comportamiento de la arena en la corriente de flujo simulada en el laboratorio.



Es importante mencionar que la cantidad de arena en el flujo de fluidos producidos depende de muchos factores como son; el gasto de producción, la viscosidad de los fluidos, las fuerzas capilares, las propiedades de la roca en el yacimiento, el diseño de la terminación y la producción de agua.

Para prevenir la acumulación de arena se realizan simulaciones de la corriente basadas en datos obtenidos a través de la caracterización del yacimiento que permiten estimar las condiciones de producción de arena en el flujo, así puede evaluarse si se requieren estrategias adicionales en la terminación del pozo y en todo caso determinar qué tipo de herramienta se debe instalar para controlar el problema.

Existen diferentes métodos para el control de arena entre los cuales se encuentran; el uso de filtros, terminaciones con empacamiento con grava (gravel pack), el uso de algún químico, fracturamientos con resinas o apuntalantes, sensores acústicos y remediación mecánica con corridas de diablos.

Parafinas

Las parafinas son ceras alifáticas de hidrocarburo, es decir son compuestos orgánicos constituidos por carbono e hidrógeno en los cuales los átomos de carbono forman cadenas abiertas, las parafinas están presentes en la mayoría de los petróleos crudos.

Se requieren predicciones que permitan medir las fracciones de composición de parafinas a través de métodos especializados, la formación de parafinas se producen lentamente y su identificación requiere de análisis de muestras que se adquieren durante la etapa de exploración.

Para el aseguramiento de flujo es importante determinar el diseño adecuado del sistema para evitar que aparezcan parafinas provocadas por la temperatura, para mitigar este problema se necesita principalmente pruebas de laboratorio que permitan caracterizar los fluidos provenientes del yacimiento que se tienen como muestra.



Es importante el trabajo que debe realizarse para controlar y evitar la formación de parafinas, ya que las actividades de remediación del sistema submarino de producción requieren altos costos, dentro de las operaciones de eliminación de parafinas se encuentran; sistemas de aislamiento, productos químicos y remediación mecánica, estas operaciones necesitan desarrollar técnicas que hagan menos costosas y riesgosas las intervenciones para tratar el problema de parafinas durante la vida del campo.

◆ Propiedades y características de las parafinas

Las ceras parafínicas son una mezcla de hidrocarburos saturados de cadena lineal, su molécula puede contener más de 80 átomos de carbono y su temperatura de fusión dependerá del tamaño de esta.

Las parafinas se depositan en forma de sólidos cristalinos, que al acumularse en la pared de las líneas de flujo o tuberías ocasionan severos problemas, además los depósitos de parafinas dañan el equipo de los sistemas artificiales de producción cuando se requiere el uso de ellos.

Cuando una parafina tiene alto peso molecular esta puede ser soluble a condiciones de yacimiento, se precipitan a lo largo de un rango de presiones bastante amplio pero en su totalidad se trata de un fenómeno dependiente de las condiciones de la temperatura.

El punto de rocío permite establecer la temperatura a la cual el primer cristal de parafina se forma, por ello cuando la temperatura en el pozo cae por debajo de este punto el compuesto comienza a depositarse, se realiza entonces la determinación del punto de rocío a través del microscopio, esta técnica es muy confiable y solo utiliza pequeños volúmenes de aceite, consiste en colocar en un tubo capilar una muestra en un calentador al microscopio, la muestra es enfriada de una manera controlada hasta que aparecen los primeros cristales de parafina. Es recomendable además realizar una correlación que relacione la determinación del punto de rocío con la temperatura de formación de parafinas.



◆ Depositación de parafinas

Como se ha mencionado el parámetro que determina la formación de parafinas es la temperatura, ya que a medida que se reduce el líquido a través de las líneas de flujo los fluidos experimentan una pérdida de energía térmica, la precipitación de parafinas se concentra en las paredes de la tubería dificultando el paso de los fluidos, en muchos casos no crea un tapón si no solo disminuye la velocidad con la que viaja la corriente de fluidos.

Existen tres principales mecanismos de depositación de parafina:

- La difusión molecular: determina el ritmo al cual cierta cantidad de parafina puede disolverse en la pared de la tubería.
- El ritmo de dispersión: es un mecanismo secundario, el cual transporta la parafina sólida en el aceite hacia las paredes de la tubería.
- Taponamiento: es el proceso en el cual los sólidos se depositan obstruyendo en su totalidad el paso de los fluidos y son removido por la acción mecánica.

En el caso de la depositación de parafinas es importante como primer paso determinar las condiciones de operación bajo las cuales se precipitan e identificar los problemas potenciales durante la etapa de diseño, ya que puede ser importante para decidir el método de control a utilizar.

Características importantes para mitigar la formación de parafinas:

- Presión.
- Obtener una buena muestra para caracterizar los fluidos.
- WAT (temperatura en la que se forman las parafinas).
 - Equilibrios sólido-líquido.
- Reología.
 - Viscosidad, punto de escurrimiento y resistencia de gel.
- Composición del aceite.

- Densidad API.
- Contenido de ceras.
 - Equilibrio sólido-líquido.
- Tasa de depositación de las ceras.
 - Prueba de depositación de cera o de flujo en circuito cerrado.
- Punto de fusión de las ceras.
- Considerar el uso de inhibidores de cera, remediación mecánica, métodos térmicos e inyección de químicos.

En la depositación de parafinas (ver **Figura 3-8**) existen dos etapas, la primera se emplea en el trabajo de prevención de depositación de parafinas mediante el manejo del punto de rocío y el segundo método empleado es para remediar problemas de depositación.

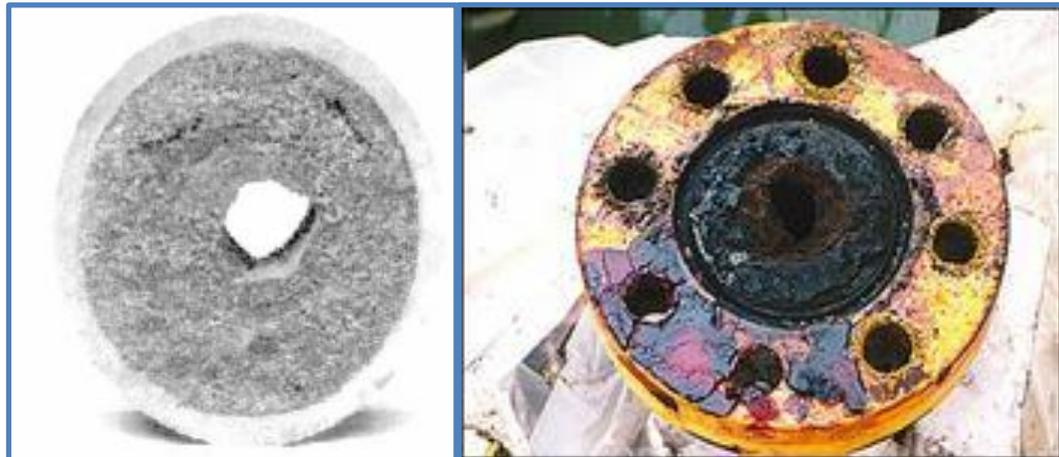


Figura 3- 8 Depositación de parafinas

◆ Diagrama de fase de parafinas

En un diagrama de fases se utiliza el concepto WAT (Wax Appearance Temperature) para definir la temperatura en la que se presentan las ceras parafinicas, esta temperatura es en la que se forma una fase de parafina sólida dentro de un hidrocarburo en su fase líquida a una presión determinada.

Por debajo de la WAT es posible que se presenten fenómenos de incremento de gelificación y viscosidad, en caso de que se alcance la presión de burbujeo del aceite la temperatura de formación de parafinas se reduce y por debajo de la presión del punto de burbujeo la WAT aumenta debido a la reducción de presión.

En la **Figura 3-9** se puede observar el diagrama de fase de las parafinas.

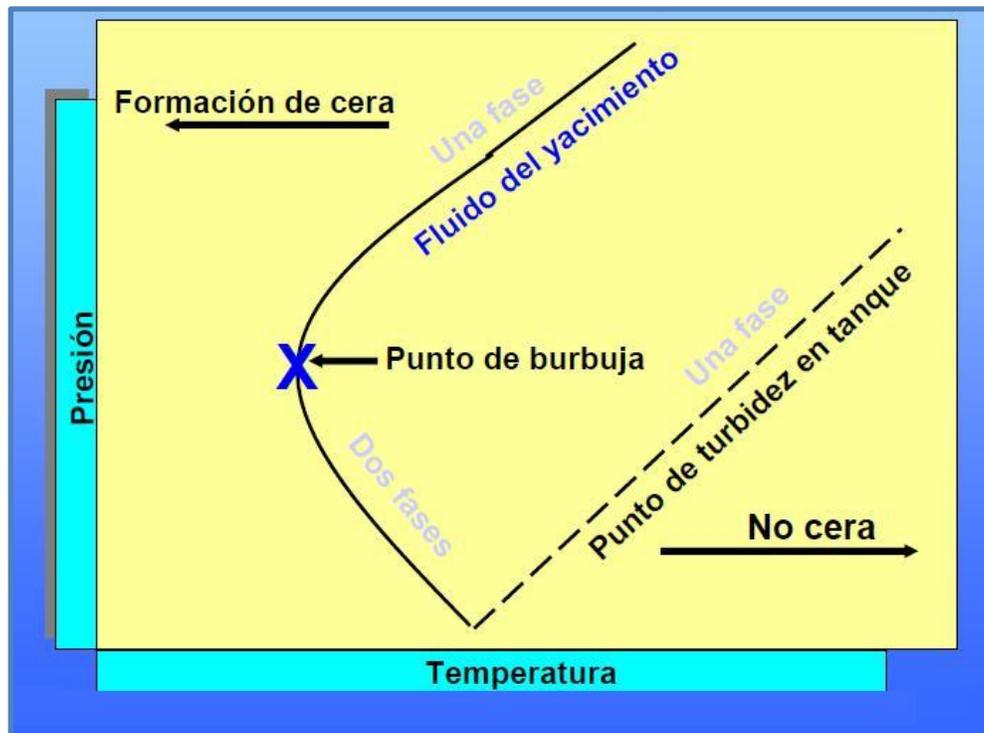


Figura 3- 9 Diagrama de fases de ceras.

◆ Control de parafinas

La mayoría de los trabajos para mitigar la formación de ceras parafinicas implican una combinación de dos estrategias: evitar el mayor tiempo posible para que la temperatura no sea menor que la temperatura de formación de parafinas y evitar los depósitos de cera a través de algún método de eliminación que sea efectivo y lo menos costoso posible ya que elegir un tratamiento adecuado para eliminar parafinas es una tarea complicada debido a las diferentes características del petróleo, las condiciones operativas del sistema y la amplia variedad de tratamientos químicos disponibles.



La selección del tratamiento especialmente para la inyección de algún químico debe realizarse sobre la base de las pruebas de laboratorio, una vez seleccionado y aplicado el programa de tratamiento debe continuar con el monitoreo para mantener la efectividad y evitar la recurrencia de problemas.

Los métodos de remediación para problemas de parafinas son:

- Métodos mecánicos.
 - La corridas de diablos en los ductos o líneas de producción.
 - La utilización de cortadores de parafina con línea de acero.
- Métodos térmicos.
 - Fluidos empacantes con gel.
 - La tubería con recubrimiento térmico.
 - La inducción de calor en la tubería.
- Métodos químicos.
 - Inhibidores de parafinas.
 - Dispersantes.
 - Detergentes.

Hidratos

Los hidratos son estructuras cristalinas que se forman cuando las moléculas de metano que es el componente principal del gas natural quedan atrapadas en espacios microscópicos de las moléculas de agua. Los hidratos pueden llegar a encontrarse con temperaturas muy bajas incluso menores a la del hielo y pueden coexistir con agua o hielo dependiendo de las condiciones de temperatura y presión.

En la explotación de campos en tirantes de aguas profundas los hidratos son de mucho interés para el aseguramiento de flujo, la acumulación de hidratos puede taponar las líneas de flujo y ocasionar problemas severos en válvulas y otros elementos del sistema submarino de producción.



La formación de hidratos proviene comúnmente de hidrocarburos ligeros que están en contacto con el agua, generalmente se forman en temperaturas cercanas entre los 39 y 69 [°F] dependiendo de las presiones que se presenten.

En 1811 se determinó la existencia de hidratos que fueron reconocidos por Humphrey Davy, aunque la industria petrolera se tardó 100 años más en determinar que estos compuestos cristalinos son tema importante en el aseguramiento de flujo, durante estos últimos 50 años se ha realizado una mayor investigación ya que conforme avanzó el desarrollo de explotación en aguas más profundas se ha trabajado en determinar los problemas asociados con la acumulación de hidratos y como mitigarlos.

Algunas investigaciones realizadas por expertos estiman que el control y la prevención de hidratos a través de la función del aseguramiento de flujo requieren de altos costos, por ello a través de la experiencia obtenida en proyectos desarrollados en tirantes de aguas profundas se ha demostrado tener un mayor interés en lograr comprender mejor los mecanismos que desencadenan la formación de hidratos para lograr reducir los costos de control y eliminación que genera la acumulación de estos compuestos.

◆ Propiedades y características de los hidratos

Los hidratos son formados por moléculas de gas metano y agua, la formación de su estructura cristalina se debe a las fuerzas denominadas “fuerzas de Van der Waals”, que actúan como fuerza de atracción entre las moléculas de gas.

En el caso de las estructuras de hidratos existen tres tipos que determinan los diferentes arreglos de las moléculas de agua de acuerdo a la clasificación de cavidades dependiendo de su tamaño y forma.

En el caso de las estructuras I y II el 70 por ciento de sus cavidades están determinadas por un solo gas huésped que permite su estabilidad, en el caso de una estructura III, mejor conocida como H, se requiere de dos gases huéspedes para que el hidrato puede ser estable, uno que aporte mayor masa molecular que el otro.

En la **Figura 3-10** se mostrara el tipo de estructura de hidratos.

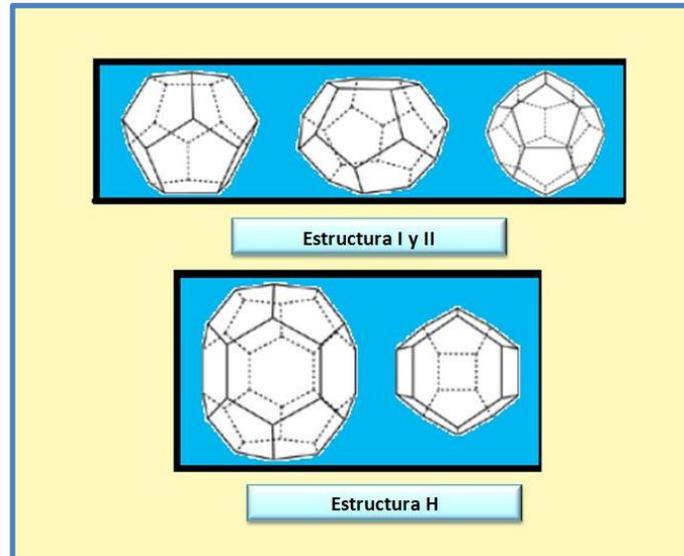


Figura 3- 10 Estructuras de las moléculas de hidratos.

La estructura de un hidrato contiene 85 por ciento o más de agua en su molécula y el resto corresponde a gas, en cuanto al color que presentan pueden ser de diferentes coloraciones dependiendo de las impurezas, en el Golfo de México se han identificado hidratos de color amarillo, naranja y verde mientras que en el Océano Atlántico se han encontrado de color azul por mencionar algunos ejemplos.

El tiempo que toma la formación de hidratos está en función de las condiciones dinámicas del sistema y de las propiedades de los fluidos en el pozo, en el caso de que las condiciones desaparezcan los hidratos pueden desasociarse y así formar gas libre y agua.



El manejar gas en tirantes de agua presenta gran dificultad debido a las condiciones que permiten la formación de hidratos, por ello se necesita precisar adecuadamente la presencia y cantidad de hidratos para lograr mitigar la depositación de estos en el sistema submarino de producción y asegurar el flujo desde el yacimiento hasta las instalaciones en superficie, los hidratos deben ser caracterizados para utilizar el método adecuado de control y eliminación.

◆ Depositación de hidratos

Hasta antes de 1970 no se conocía la existencia de hidratos de metano en campos con tirantes de aguas profundas, las primeras evidencias de la existencia de hidratos de metano en los fondos marinos se obtuvieron de estudios sísmológicos realizados por los geofísicos George Bryan y John Ewing del "Lamont-Doherty Earth Observatory" de la Universidad de Columbia, en el área de "Blake Ridge" en la costa de Carolina¹¹, de ahí un gran desarrollo en la investigación ya que la depositación de hidratos es uno de los problemas más comunes para el aseguramiento de flujo en campos con tirantes de aguas profundas y su depositación es principalmente influenciada por los siguientes factores:

- Temperatura.
- Presión.
- Salinidad del agua de formación.
- Propiedades del gas.
- Cantidad de agua y gas.
- Rutas donde pueden migrar el gas y agua.

Los hidratos de gas se encuentran asociados principalmente a zonas de sedimentos con alto material orgánico donde el gas que en su mayoría se trata de gas metano es transportado como gas disuelto en el agua, debido a la facilidad que tienen para viajar este gas libre alcanza condiciones favorables de presión y temperatura que permite la estabilidad de estos, el ambiente saturado de gas metano y otros gases inicia la formación de hidratos en presencia de moléculas de agua.

La estabilidad de los hidratos depende de los siguientes factores:

- Presión.
- Temperatura.
- Cantidad de gas.
- Cantidad de agua.

Las condiciones extremas en tirantes de aguas profundas son un factor para que en operaciones de perforación de pozos puedan encontrarse ya formaciones de estos compuestos y al ser mezclados con los fluidos de perforación puede provocar cambios en las propiedades reológicas causando obstrucción y daño a la formación.

La acumulación de hidratos se da al unir los núcleos de hidratos y permitir la formación de partículas más grandes, este proceso se da de tal forma que cuando el tamaño es crítico la tasa de formación de hidratos es demasiado rápida y ocasiona problemas catastróficos como el bloqueo completo de las líneas de flujo.

El metano, etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno son los gases más comunes en el yacimiento que pueden formar hidratos.

◆ Diagrama de fase de hidratos (ver **Figura 3-11**)

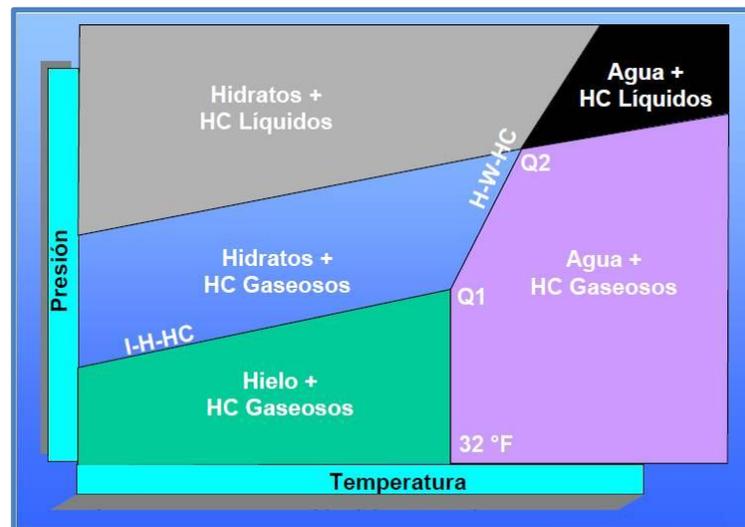


Figura 3- 11 Diagrama de fase de hidratos.



En un diagrama de fase la línea correspondiente a la formación de hidratos mantiene una temperatura relativamente estable a lo largo de un rango de presiones hasta llegar a la línea correspondiente al punto de burbujeo, en cuanto a la zona que se encuentra por debajo de la temperatura de formación de hidratos disminuye si se reduce la presión.

◆ Control de hidratos

El control de hidratos es una función muy importante que requiere de las siguientes actividades para evaluar los problemas asociados con su depositación:

- Determinar las condiciones de operación.
 - Presión, temperatura, RGA, corte de agua.
- Analizar los fluidos del yacimiento para determinar las condiciones de formación de los hidratos.
 - Obtener una muestra representativa buena (aceite, gas, agua).
 - Medir la composición química y el comportamiento de fase.
 - Realizar cálculos de predicción de hidratos.
 - Medir las líneas de equilibrio de fase para hidratos.
 - Estimar el efecto de algún inhibidor.
 - Estimar la separación de la molécula de hidrato con el uso del inhibidor.
 - Considerar el uso de un método mecánico para eliminación de hidratos.
 - Evaluación del daño de equipo por hidratos.

En el caso de formación de hidratos existen varias operaciones que desencadena la acumulación de estos en el sistema submarino de producción y mencionaremos algunos:

- Profundidad de asentamiento de la válvula de tormenta.



- Para determinar la profundidad de colocación de una válvula de tormenta es necesario comparar la distribución de presiones en el pozo con respecto a la curva de disociación de la formación de hidratos.
- El enfriamiento del pozo durante los periodos de cierre.
 - Pruebas de presión.
 - Reparación de accesorios y componentes.
 - Intervenciones o tomas de información.
- El reinicio de operaciones después de un periodo de cierre.
 - En este caso se requiere la inyección de inhibidores que usualmente son metanol o glicol, por ello es importante ya que una vez que el pozo alcance el gasto requerido y se encuentre lejos de las condiciones de la envolvente de formación de hidratos, la inyección del inhibidor se reduce dependiendo del corte de agua. En el caso de arranque de pozo no es recomendado realizarse sin la inyección de un inhibidor.
- El periodo de limpieza del pozo.
 - El objetivo del aseguramiento del flujo en las operaciones de limpieza de pozo es protegerlo del taponamiento por hidratos (ver **Figura 3-12**), mientras se mantiene la máxima flexibilidad posible para las operaciones durante todo el proceso, el plan de limpieza de pozo generalmente implica de la experiencia de un grupo de ingenieros que determine cual método es el más eficiente.
- Uno de los factores importantes es la salinidad del fluido de terminación ya que en muchos casos tiene efectos en la inhibición de los hidratos.

Los siguientes son métodos para inhibir o evitar la formación de hidratos:

- Métodos térmicos.

- El calentamiento del sistema para superar la temperatura de formación de hidratos.
- Aislamiento térmico.
- El sistema de dosificación con inhibidores químicos.
 - Uso de metanol
 - Inyección de glicol.
- Control a través de altas velocidades de flujo que viajen en las tuberías como método de prevención de hidratos.



Figura 3- 12 Formación de hidratos en tuberías y equipo de tratamiento en superficie.

Incrustaciones

La evaluación y eliminación de incrustaciones es de suma importancia para el buen funcionamiento de las instalaciones submarinas de producción, la formación de estos compuestos son debido a los cambio de temperatura, presión, presencia de gases y la salinidad como principales factores.



◆ Propiedades y características de las incrustaciones

Las incrustaciones son depósitos inorgánicos de apariencia cristalina que pueden afectar las tuberías de revestimiento y producción, las válvulas, bombas y líneas de flujo.

Los tipos de incrustaciones inorgánicas son:

- Los carbonatos: resultado de reducción de presión y dependen de la temperatura y pH.
 - Carbonato de magnesio.
 - Carbonato de hierro.
 - Carbonato de calcio.
- Los sulfatos: son resultado de la cantidad de agua y tienen una mayor solubilidad con agua fría.
 - Sulfato de calcio.
 - Sulfato de bario
 - Sulfato de estroncio
- Los sulfuros: Problemas de corrosión y por ácido sulfhídrico.
 - Sulfuro de hierro.
- Los óxidos: Problemas de corrosión y cantidad de sílice.
 - Óxidos de hierro (polvo negro).
- Hidróxido: problemas de corrosión y resulta después de tratamientos de estimulación.
 - Hidróxido de magnesio
- Materiales radiactivos naturales y sales.

◆ Depositación de incrustaciones

La depositación de incrustaciones se lleva a cabo debido a las salmueras del yacimiento y a los cambios termodinámicos y químicos en la explotación de hidrocarburos a condiciones ambientales extremas, la alteración de presión, temperatura y composición son algunos ejemplos que afectan la formación de incrustaciones.



La velocidad con la que se forman estos cristales va a depender de la fuerza del flujo de fluidos y la variedad de sólidos que se encuentran en la misma, ya que el agua que se encuentra almacenada en los yacimientos tiene un rico contenido de minerales.

La depositación de incrustaciones se debe a un equilibrio que existe entre las sales disueltas y las que se encuentran en fase sólida así como existen ciertos factores que permiten la formación de incrustaciones y son:

- Presión.
- Temperatura.
- Condiciones del suelo marino.
- El pH.
- El flujo de fluidos

La formación de incrustaciones (ver **Figura 3-13**) se inicia con la unión de núcleos de forma homogénea, su estabilidad dependerá del tamaño de la molécula ya que entre más grande sea el cristal su estabilidad será mayor y si los cristales formados son pequeños entonces puede disolverse con facilidad.

Las pequeñas deformaciones en las líneas de flujo pueden a lo largo de la trayectoria del flujo iniciar el crecimiento de cristales, así como la alta turbulencia induce a la formación de estos compuestos.

Los principales mecanismos de formación de incrustaciones son:

- Reducción de la presión o el aumento de la temperatura de la salmuera, lo que lleva a una reducción de la solubilidad de la sal. Este mecanismo sobre todo conduce a la formación de incrustaciones de carbonato, como el carbonato de calcio.
- La mezcla de agua con algún elemento como bario, calcio y estroncio forma sulfatos.

- La evaporación de salmuera en pozos, normalmente en los pozos con presencia de gas y con corte de agua muy baja lleva a la evaporación de la salmuera en la corriente y el depósito de cristales de sal.

Los lugares donde predomina la formación de incrustaciones son:

- Alrededor del pozo que se utiliza para inyectar algún líquido que entra en contacto con la salmuera del yacimiento.
- Lugares de inyección y en zonas de convergencia del fluido.
- En zonas donde las salmueras de diferentes capas entran y se mezclan.
- En la entrada del manifold.
- En zonas donde existe reducción de la presión.



Figura 3- 13 Problemas con incrustaciones en líneas de flujo.

◆ Control de incrustaciones

En el control de incrustaciones se requiere detectar cambios en la química del agua producida, cambios en el pH, la concentración de iones cloruro, junto con la temperatura, la presión y la medición de flujo multifásico.



El programa de control de incrustaciones en el desarrollo de algún proyecto contiene las siguientes actividades:

- La investigación del modelo del yacimiento para estudiar el impacto de la depositación de incrustaciones en los pozos.
- Los análisis de laboratorio de las muestras de agua de producción y las muestras de inyección de agua para identificar el inhibidor adecuado.
- Evaluación de la cantidad requerida y el gasto de inyección de los inhibidores.
- Análisis costo beneficio.

Los tratamientos de eliminación de incrustaciones se realizan en dos etapas de reacción química, la primera se trata de desasociar los iones de la incrustación a través de disolventes y la segunda es la reacción química entre los disolventes y las incrustaciones disueltas.

Los inhibidores de incrustaciones permiten actuar en la etapa de prevención de dichos depósitos, ya que cuando se utilizan estos se absorben en la formación permitiendo que la prevención sea por un período de tiempo suficiente inclusive por un par de años, siempre y cuando el tratamiento este bien diseñado y su aplicación sea correcta, un buen tratamiento puede mantener la productividad del pozo y evitar la depositación de incrustaciones en las líneas de flujo.

Existen 2 métodos de eliminación:

- Químicos (métodos para la solubilidad)
- Métodos mecánicos (uso de diablos).

Los métodos para la solubilidad de Incrustaciones son:

- Depósitos solubles en agua.
 - Cloruro de sodio (sal).
- Depósitos solubles en ácido.
 - Carbonato de calcio.



- Carbonato de hierro.
- Sulfuro de hierro.
- Óxidos de hierro.
- Carbonato de magnesio.
- Los depósitos insolubles en ácido.
 - Sulfato de calcio.
 - Sulfato de bario.
 - Sulfato de estroncio.

Comportamiento del fluido

Bacheo

Uno de los factores que suele afectar el proceso de producción de hidrocarburos es enfrentarse a flujos inestables con diferentes composiciones; el flujo presenta inestabilidad debido a la presencia de gas libre en el líquido por lo cual estos fluidos no pueden ser producidos de forma continua.

◆ Formación de bacheo

El bacheo o mejor conocido como slugging se forma debido a la acumulación de gas libre, este permite aumentar la presión y lograr que el líquido sea desplazado, el problema es que el desplazamiento de los líquidos no es continuo.

La formación del bacheo se da en pozos donde se tiene altos cortes de agua y gas libre, estos generan contrapresiones que son un severo problema para el aseguramiento de flujo.

El bacheo se produce por el flujo multifásico en las líneas de flujo donde el gas viaja a velocidades bajas a comparación del líquido y se experimenta en periodos de flujo bajos seguidos por períodos de alto flujo.

◆ Control de bacheo



En cuanto al control se requiere minimizar el bacheo a través de medición y monitoreo que permite el estudio y caracterización de los sistemas.

Es necesario el control del bacheo ya que puede afectar severamente el proceso de producción inclusive puede obligar a que el pozo se cierre.

El problema de bacheo dependerá del tamaño de las burbujas de gas, la altura del riser, la relación gas-aceite y de las propiedades físicas y de la composición de los fluidos.

Causas del bacheo:

- Velocidad baja del fluido (una mayor velocidad no necesariamente es mejor)
- Batimetría del fondo Marino.
- Sistema de producción submarino.

◆ Tipos de bacheo

- Bacheo hidrodinámico: este tipo de bacheo se forma debido a la inestabilidad de las ondas del flujo (gas y el líquido).
- Bacheo debido a condiciones de operación: este tipo es causado por la acumulación de la fase líquida y la elevación periódica de la fase de gas en la línea de flujo, este tipo de bacheo se produce durante las operaciones normales de producción y también después de un cierre de flujo.
- Bacheo inducido operacionalmente: este se genera al cambiar las condiciones de flujo debido alguna operación, es decir se genera un estado estacionario, las operaciones que se realizan son; reinicio del proceso de producción y limpieza del pozo, en este último al utilizar un método mecánico como es limpieza con un diablo.

◆ Métodos de mitigación de bacheo

La mitigación de bacheo es una operación difícil ya que el gas y el líquido viajan en una corriente denominada flujo multifásico (ver **Figura 3-14**) que experimentara cambios que son difíciles de controlar, el bacheo solo se elimina si el gasto del flujo se mantiene muy estable y por ello fuera de las condiciones de bacheo.

Algunos métodos de prevención son:

- Aumentar el gasto de flujo.
- Separador de presión.
- Uso de un sistema artificial de producción con inyección de gas.

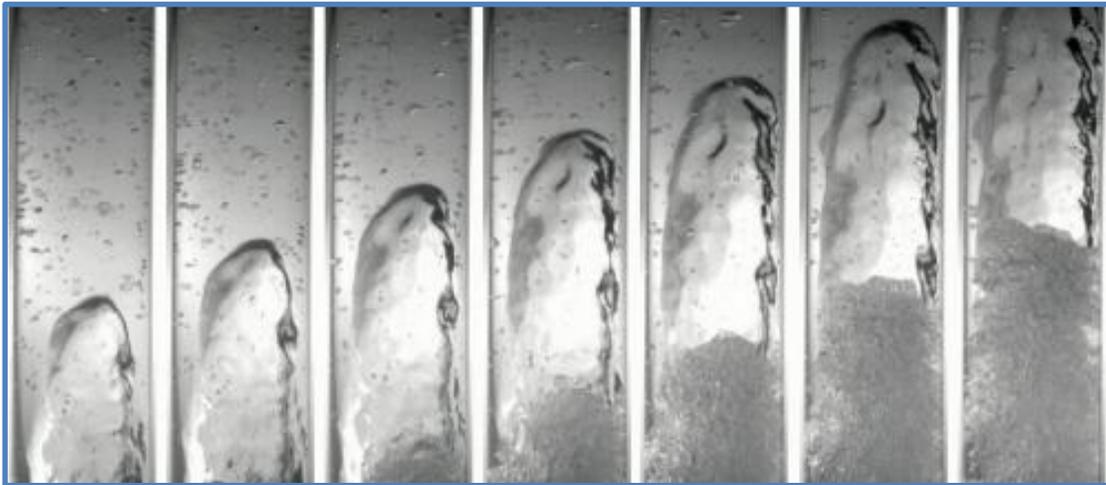


Figura 3- 14 Simulación en el laboratorio de bacheo de flujo.

Corrosión

Uno de los factores que es estudiado en el aseguramiento del flujo es la corrosión, la corrosión es un proceso debido al comportamiento del fluido que afecta el sistema de producción submarino, la producción de hidrocarburos en tirantes de aguas profundas requiere de un sistema seguro en especial el diseñar líneas de flujo que sean resistentes a la corrosión ya que son un elemento muy costoso y el que presenta mayor problemas por esta causa.



La corrosión es un factor que puede lograr que las operaciones de producción sean un fracaso, ya que un problema severo de corrosión puede llevar a realizar reparaciones muy costosas.

◆ Formación de corrosión

La producción de los fluidos extraídos del pozo viajan en un flujo multifásico, este flujo generalmente está compuesto de gas, aceite y agua como principales componentes, en el caso de los gases pueden ser gases ácidos como el ácido sulfhídrico (H_2S) y/o bióxido de carbono (CO_2), estos gases son los causantes de que aumente el nivel de corrosión del agua contra el acero.

La corrosión en el sistema de producción submarino puede reducir la vida operativa del pozo, uno de los factores que produce la corrosión es el régimen de flujo o el patrón de flujo ya que si existe un flujo intermitente, este puede generar condiciones altamente corrosivas.

En operaciones en tirantes de aguas profundas es común que las condiciones promueven la rápida condensación del agua en una sección más fría de la línea de flujo, por lo cual se forma una película de agua en la parte superior de la línea de flujo, el agua se satura con gases ácidos y es entonces cuando inicia la corrosión.

Factores que modifican la corrosión:

- El gasto.
- La temperatura.
- La presión.

En el proceso de corrosión la composición química del agua juega un papel importante para interpretar el comportamiento de la corrosión que puede llevarse a cabo, así como para elegir un método para prevenir o anular dicho proceso.

La cantidad de oxígeno disuelto en el agua condiciona de manera determinante la corrosión ya que puede frenar o acelerar el proceso según sea el caso, la acción nociva del agua es mayor cuanto más sal contenga y menor sea el pH, si se tienen más de 2 ppm de O_2 , el agua suele ser corrosiva.

La corrosión (ver **Figura 3-15**) además puede desarrollarse aun cuando existan problemas con depositación de arena o incrustaciones y estas formaciones pueden acelerar el proceso cuando se combinan con la erosión.

Es difícil determinar correctamente los gases disueltos en una cierta cantidad de agua, pero es importante hacerlo ya que son agentes corrosivos muy efectivos.

Tipos de corrosión

- Corrosión por CO_2 (corrosión dulce).
- Corrosión por H_2S (corrosión amarga).
- Corrosión por oxígeno.
- Corrosión por erosión.



Figura 3- 15 Línea de flujo afectada por la corrosión.

◆ Control de corrosión

El control de la corrosión requiere de un sistema de monitoreo y del análisis de los materiales que pueden soportar las condiciones ambientales en tirantes de aguas profundas y ser resistentes para evitar que sufran corrosión.



Las condiciones ambientales exigen equipos con diseños específicos que pueden ofrecer resistencia contra la corrosión o evitar que el equipo sufra roturas por una corrosión muy severa.

El control de la corrosión en el yacimiento puede ser un problema complejo que requiere un análisis detallado de las condiciones previstas en el sistema de producción, se debe elaborar un plan de manejo de la corrosión donde se evalúa el uso de inhibidores, los cuales dependen de; la temperatura, salinidad y la composición de los hidrocarburos, ya que dichas características pueden afectar la solubilidad de los inhibidores y determinar su éxito.

Métodos de prevención o eliminación de corrosión:

- Inhibidores: su uso debe ser monitoreado ya que pueden estabilizar emulsiones y causar espuma severa.
- Inyección de químicos: su uso debe considerar la compatibilidad con los fluidos producidos ya que puede afectar su viscosidad y otras propiedades del aceite.

Emulsión

La definición de emulsión dice que es un sistema heterogéneo constituido por un líquido no miscible disperso en otro en forma de gotas, cuyos diámetros son generalmente mayores a 0.10 micras. La fase formada por las gotas aisladas se llama fase dispersa o interna y la fase que forma la matriz en donde las gotas están suspendidas, se llama fase continua o externa.

◆ Formación de una emulsión

Las emulsiones requieren de tres condiciones para que se lleve a cabo su formación:

- Dos líquidos inmiscibles: en este caso agua y aceite.



- La agitación y turbulencia: las emulsiones requieren de una agitación para dispersar un líquido en diminutas gotas dentro del otro.
- Agente emulsificante: este es algún componente orgánico que está presente en el petróleo crudo permitiendo estabilizar la fase dispersada formando una dura y elástica película sobre la superficie de las gotas, la película delgada logra que las gotas salten o reboten alejándose unos de otros con un alto grado de elasticidad o frecuentemente rompiéndose en partículas más pequeñas.

Las emulsiones (ver **Figura 3-16**) pueden ser determinadas como un problema primario que dificulta la separación de los fluidos que se producen, en caso de que no se controle una emulsión puede causar que la viscosidad del fluido aumente cuando existe un corte de agua menor al 50 por ciento.

La estabilidad de las emulsiones depende de varios factores:

- Tipo de aceite.
- Temperatura.
- Porcentaje de agua.
- Agente emulsificante.
- Tamaño de la partícula.
- La viscosidad.
- Salinidad del agua y su pH.
- Densidad de los fluidos.
- Tiempo de emulsión.

◆ Control de una emulsión

El proceso de control para una emulsión tiene como primer paso agregar compuestos desemulsificantes, estos contienen productos químicos que permiten romper y desplazar la película del agente emulsificante que rodea a la gota de agua, aumentar su tensión superficial y la atracción molecular propiciando que los fluidos puedan unirse.

La operación del tratamiento puede incluir uno o más de los procedimientos:

- Dar tiempo para el asentamiento y drenar el agua que se separa.
- Aplicación de calor.
- Aplicación de compuestos químicos.

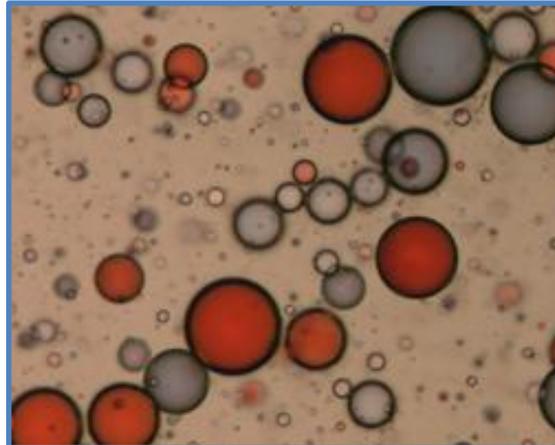


Figura 3- 16 Estructura de una emulsión.

Espumas

Las espumas son tema de estudio en el aseguramiento de flujo debido a los problemas que pueden ocasionar en la producción de pozos donde hay presencia de gas, las espumas como las emulsiones dificultan los trabajos de separación de los fluidos producidos.

◆ Formación de una espuma

Una espuma se forma debido al gas disperso en una fase líquida, es un proceso similar al de una emulsión (ver **Figura 3-17**).

Los sólidos pueden estabilizar las espumas, ya que estos permiten dificultar la ruptura de la interfase entre el gas y la fase líquida, la estabilidad de una burbuja de gas depende de la presión, temperatura, la interfase líquido-gas y viscosidad de la interfase.

◆ Control de espumas

Los problemas debidos a las espumas son por la incapacidad de identificar las distintas fases y dificultar la separación de estas, los problemas de espumas se controlan mediante el uso de antiespumantes.

Se pueden utilizar químicos para el control de espumas que deben ser compatibles con las características de los fluidos ya que el uso de otros inhibidores como el que se aplica para la corrosión son productos que actúan como espumantes severos y estos pueden obstaculizar las operaciones para el control y eliminación de espumas.

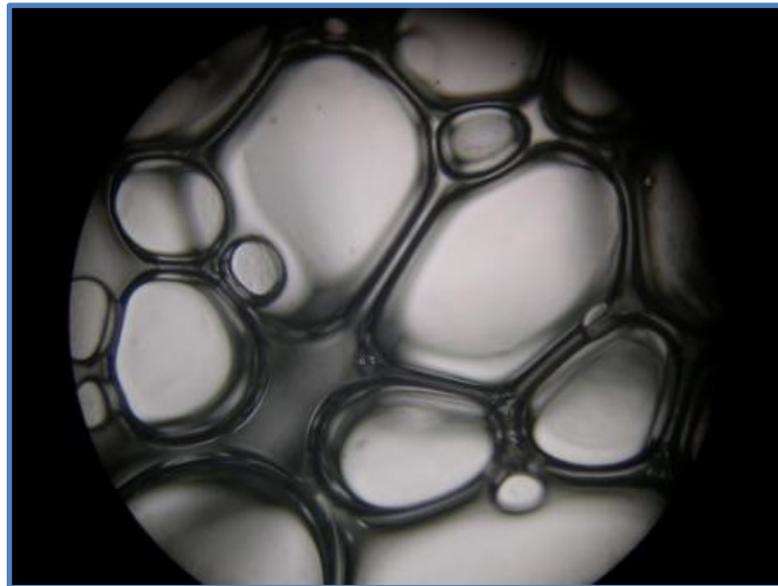


Figura 3- 17 Estructura de una espuma.

3.2. Refuerzo del flujo

El refuerzo del flujo tiene como función el determinar el uso de un sistema que adicione energía a los fluidos producidos y eleve la presión de estos para continuar con su producción, inicia con evaluar algún sistema artificial de producción para lograr el levantamiento de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie y después se determina el uso de bombas de refuerzo que impulsen los fluidos producidos a través de las líneas de flujo y riser.



La presión es la fuerza que permite desplazar los fluidos producidos en el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento, tiene un papel fundamental ya que debe ser administrada correctamente para asegurar que el proceso productivo sea eficiente, existen diversos problemas en la explotación de campos en aguas profundas ya que se trabaja con altas presiones y con elevadas contrapresiones debido a la resistencia causada por la fricción de la corriente del flujo y la elevación entre el árbol submarino de producción y las instalaciones en superficie, la contrapresión es un problema fundamental en la vida productiva de un campo ya que con el tiempo se eleva más que la presión generada en el yacimiento.

Además existen numerosas caídas de presión cuando los fluidos viajan por cada uno de los elementos que compone el sistema submarino de producción y las extensas líneas de flujo que aumentan la contrapresión, esto repercute directamente en la presión de los fluidos en el fondo del pozo ya que se requiere una presión mayor para mitigar la contrapresión.

3.2.1 Sistemas artificiales de producción

Los sistemas artificiales de producción son usados en la función del refuerzo de flujo, debido a que la energía del yacimiento es insuficiente para elevar los fluidos hasta la superficie, estos sistemas no sólo permiten mantener la producción de hidrocarburos con el gasto deseado sino es vital en el aspecto económico del desarrollo en general de un campo.

El sistema artificial de producción es mejor conocido como SAP y a través de los años ha tenido un desarrollo tecnológico importante para ser implementado en tirantes de aguas profundas donde juega un papel estratégico, un sistema artificial de producción se define como *un equipo complementario a la infraestructura de un pozo, permitiendo suministrar energía a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada y logran la recuperación de hidrocarburos.*



La aplicación de sistemas artificiales de producción son procesos que basan su funcionamiento en 3 conceptos básicos que son; la hidráulica, mecánica y eléctrica, si bien un SAP agrega energía a la corriente de flujo del pozo, también puede lograr cambios en las propiedades de los fluidos producidos con respecto a la temperatura, presión o densidad.

El SAP adecuado dependerá de la vida productiva del campo e implica una tarea compleja que involucra una gran cantidad de variables asociadas e incertidumbres para determinar su uso.

Los sistemas de levantamiento artificial se instalan para aumentar la energía en el fondo del pozo o para reducir la densidad efectiva del fluido en un pozo, así la carga hidrostática sobre la formación productora será menor, los SAP mejoran la recuperación mediante la reducción de la presión de fondo de pozo a la cual se debe abandonar las operaciones dentro del mismo.⁷

El rendimiento es una medida clave para los sistemas artificiales y deben ser monitoreados continuamente para optimizar su función cuando son puestos en operación, el uso de estos sistemas adicionan algún tipo de energía ajena al yacimiento para que gracias a ella puedan aportar fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie y esta energía determinara si su rendimiento es eficiente.

Su aplicación en tirantes de aguas profundas suele ser complejo, ya que existen parámetros como la presión y temperatura que requieren que el diseño del SAP sea especial así como su instalación y operación debe resultar rentable para el desarrollo del proyecto, su eficiencia determina su rentabilidad así como se busca evitar problemas operacionales que resulten costosos por alguna intervención.

Existen dos sistemas artificiales de producción que se utilizan normalmente en pozos submarinos y con aplicación en tirantes de aguas profundas debido a que su diseño y mecanismo de operación se ajustan a las condiciones que predominan en tirantes de agua mayores a los 500 metros.



Estos dos sistemas; el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo sumergido cuentan con flexibilidad para ser instalados en el sistema de producción submarino y se ha desarrollado nuevos materiales y diseños para que su fabricación pueda no ser un factor limitante en el uso de ellos en ambientes extremos.

El sistema de levantamiento artificial por gas funciona mediante la inyección de gas natural en los fluidos de producción, el gas inyectado reduce la densidad del fluido, ayudando así a que la presión del yacimiento levante el fluido hasta el árbol de producción. En el caso del BEC, las paletas de la turbina alojadas dentro del sistema someten a los fluidos al efecto de la fuerza centrífuga comprimiéndolos y a través de la bomba se logra impulsar estos fluidos hacia la superficie.

Los SAP en tirantes de aguas profundas son:

- ◆ Bombeo neumático continuo: que permite aligerar la columna de fluido mediante la inyección de gas.
- ◆ Bombeo electrocentrífugo sumergido (BEC): cuenta con un diseño de equipo subsuperficial para bombear los fluidos producidos y logren llegar a la superficie.

Bombeo neumático continuo

El bombeo neumático continuo consiste en inyectar gas a alta presión con la finalidad de mejorar la producción de hidrocarburos, el gas se encuentra almacenado en instalaciones superficiales y se introduce por el espacio anular de las tuberías de revestimiento de un pozo^f, el gas es inyectado a los fluidos a través de válvulas mejor conocidas como válvulas de control que son alojadas en mandriles^g que se anclan en la tubería de producción permitiendo que el gas disminuya la densidad de los fluidos del yacimiento y se desplacen, además el gas reduce la contrapresión logrando así un mayor flujo desde el yacimiento hasta el pozo.

En la ingeniería petrolera aplicada a los SAP existe un concepto importante denominado “eficiencia” el cual se refiere a la capacidad de disponer de una herramienta para alcanzar un objetivo determinado, el objetivo es lograr el máximo beneficio del yacimiento obteniendo el mayor volumen posible de hidrocarburos del pozo al menos costo posible, ya que un SAP incrementa el costo de la explotación del yacimiento, pero por otro lado si este costo es mucho menor al beneficio obtenido del fluido extraído, no solo se cubrirá la inversión sino a su vez se tendrán ganancias adicionales.²⁴

La eficiencia de un sistema de bombeo neumático continuo en pozos con tirantes de aguas profundas depende de:

- ◆ Rendimiento del yacimiento.
- ◆ Propiedades de los fluidos.
- ◆ Características del lecho marino.
- ◆ La arquitectura submarina.
- ◆ Características de líneas de flujo y risers.

El sistema (ver **Figura 3-18**) debe ser óptimo tanto operativamente como en el diseño, ya que es importante para determinar si mejora la producción, permite estabilidad de flujo y se logra el aseguramiento de flujo.

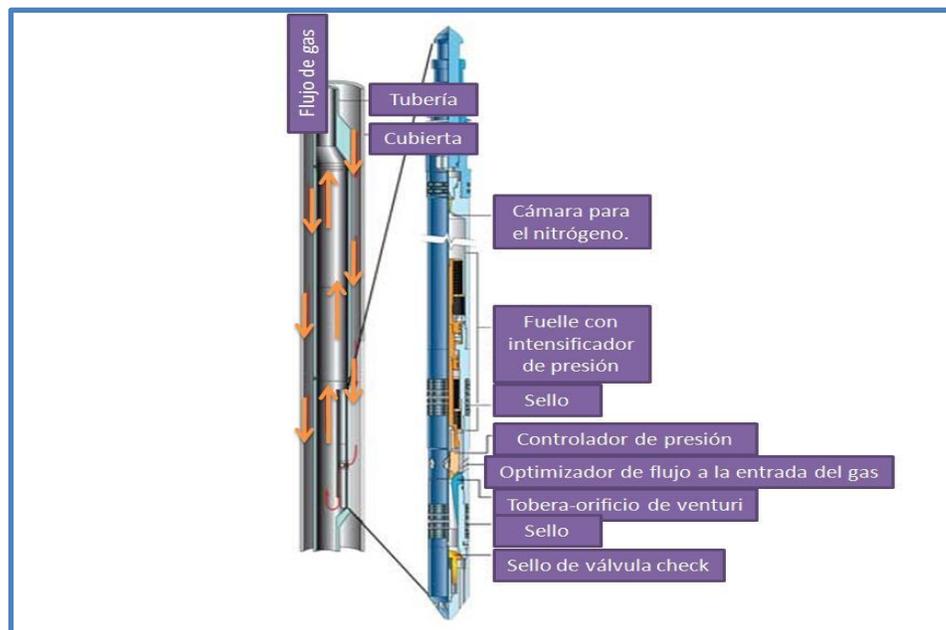


Figura 3- 18 Sistema de bombeo neumático en tirantes de aguas profundas.



El uso del bombeo neumático continuo debe ser evaluado desde el punto de vista del aseguramiento de flujo ya que el diseño del sistema artificial de producción puede afectar la producción de hidrocarburos, uno de los factores importantes que se evalúa en el uso de este sistema son la cantidad de gas que debe ser inyectada en la línea de flujo de producción o riser.

Existen de acuerdo al aseguramiento de flujo tres razones importantes por las cuales se puede utilizar un sistema de inyección de gas.

- ◆ Mejorar la producción de hidrocarburos.
- ◆ Estabilizar el flujo.
- ◆ Despresurizar las líneas de flujo.

Los factores que permiten determinar en qué casos resulta conveniente el uso de un bombeo neumático continuo son:

- ◆ Se requieren cortes de agua altos.
- ◆ Un RGA (Relación gas-aceite) baja.
- ◆ Presiones bajas.

Aplicaciones del sistema en tirantes de aguas profundas:

- ◆ Evita el colgamiento^h en el riser y por lo tanto reduce la presión hidrostática en la línea de flujo.
- ◆ Minimiza la inestabilidad de la presión evitando el bacheo de flujo y/o bajo gastos de producción.
- ◆ Reduce al mínimo el bacheo de flujo grave debido a una combinación de la configuración del sistema submarino de producción y la hidrodinámica del flujo.
- ◆ Reduce al mínimo la contrapresión de los pozos a través de reducir la carga de presión estática y la inestabilidad cuando el sistema inicia su producción.
- ◆ Se utiliza para aumentar la eficiencia de limpieza para la prevención de hidratos.

El uso de este sistema (ver **Figura 3-19**) resulta complicado debido a los problemas técnicos por los efectos de las bajas temperaturas a las que son expuestos ya que permiten el enfriamiento del gas a través de las válvulas de control y requieren un cuidado especial para prevenir la formación de hidratos, así como el riesgo y complejidad de inyectar el gas y el sistema de control que debe instalarse para evitar accidentes.

El gas debe ser separado, tratado y comprimido antes de ser inyectado y debe deshidratarse para evitar que se formen hidratos que obstaculicen tuberías.

La recuperación de hidrocarburos con este método dependerá de la profundidad a la cual sea inyectado el gas, esta profundidad está limitada por el valor de la presión de operación de las válvulas de control que se instalan en este sistema ya que se necesita que el gas sea comprimido desde instalaciones superficiales para empujar el gas hasta los puntos de inyección a profundidades considerables, esta presión no debe superar el valor de operación de las válvulas de control ya que se calibran para su buen funcionamiento y si excede esa presión produce fallas en las válvulas con el tiempo.

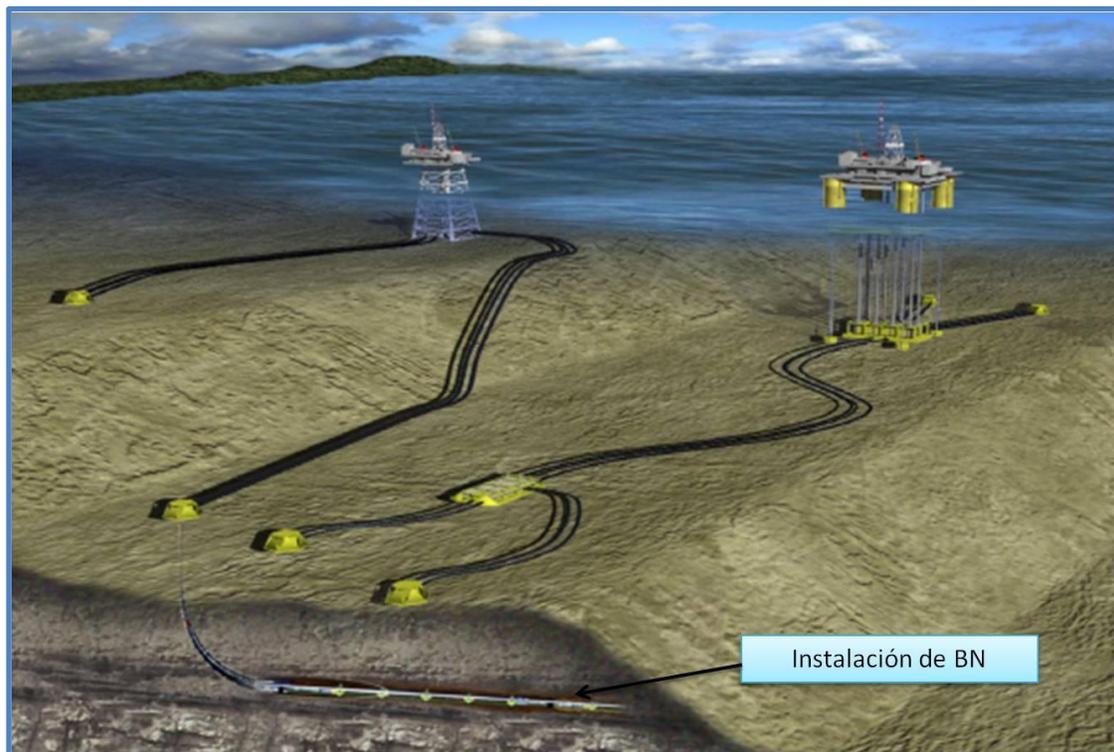


Figura 3- 19 Instalación de un sistema de bombeo neumático en tirantes de aguas profundas.



Bombeo electrocentrífugo sumergido

Este sistema artificial de producción es mejor conocido como BEC, el cual es instalado cuando existe presencia de aceites pesados, el acceso de gas de inyección es limitado o las presiones del fondo del pozo impiden que se implemente un bombeo neumático.

En cuanto al BN continuo en aguas profundas el BEC establece un mayor potencial de producción así como entre sus principales ventajas se encuentra el manejar grandes cantidades de agua y la producción de aceites pesados.

Este sistema provee una fuerza centrífuga para presurizar los fluidos producidos y permitir el desplazamiento de estos a la superficie, su funcionamiento requiere una bomba centrífuga que está conectada a un motor eléctrico que utiliza un cable de suministro de energía.

La bomba está diseñada para soportar la carga del fluido, debe resistir la corrosión debido a que como se ha mencionado antes, el principal problema es determinar nuevos materiales que permitan soportar los ambientes extremos en tirantes de aguas profundas.

Limitaciones de un BEC en aguas profundas:

- ◆ El consumo de energía que requiere el motor.
- ◆ No puede trabajar si se encuentra presencia de gas.
- ◆ Se requiere el desarrollo de nuevo equipo para permitir la transmisión de energía en tirantes de aguas profundas.
- ◆ La instalación suele ser costosa.

A través de los años se ha mejorado el diseño de este sistema permitiendo utilizar materiales que soporten sobre todo las temperaturas y los gastos de producción con los que se trabaja así como pueden tener diferente configuración para ser instalado ya sea dentro del pozo o fuera de él, aplicación de ambos casos se puede observar en el campo Jubarte que se describirá en el Capítulo 5.



La evaluación de este sistema artificial de producción es importante para el aseguramiento de flujo ya que el diseño debe ser confiable y abordar un buen control y monitoreo de su funcionamiento, así como es una herramienta que promete nuevos avances tecnológicos para su uso en tirantes de aguas ultraprofundas.

Factores que determinan la instalación de un BEC:

- ◆ Tipo de aceite.
- ◆ Relación agua-aceite (RGA).
- ◆ Información del estado mecánico como son las características de la tubería de revestimiento.
- ◆ Temperatura del fondo del pozo.
- ◆ Producción de sólidos.
- ◆ Suministro de energía desde equipos superficiales.
- ◆ Profundidad.

En cuanto a su eficiencia el BEC puede tener hasta un 40 por ciento más que el uso de un sistema con inyección de gas, haciéndolo un sistema más atractivo para los pozos submarinos en aguas profundas.

Tradicionalmente los sistemas de BEC se instalan en el fondo del pozo y pueden utilizar un sistema de seguridad de BN para que en caso de que se requieran realizar actividades de mantenimiento de la bomba o la sustitución de la misma por alguna falla técnica, pueda seguir la producción de hidrocarburos.

Las nuevas tecnologías ofrecen sistemas con desconecte de emergencia desde la superficie, esto permite un control total de la operación del sistema en caso de que alguna emergencia se presente, puede ser un problema en la estructura superficial, condiciones ambientales o fallas en el sistema de producción, debido a que las medidas de seguridad en tirantes de aguas profundas son más estrictas el BEC puede ofrecer esta posibilidad de mayor seguridad en la operación del SAP.



La configuración de estos sistemas básicamente está diseñado para los ambientes submarinos, simplemente las bombas han tenido un re-diseño para superar los problemas de presión e instalación en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas. El BEC tiene la ventaja además de instalarse a través de sistemas flotantes o plataformas semisumergibles lo que reduce el costo de instalación o por una intervención que se requiera.

Otra ventaja que se ha determinado con el uso de este sistema es que la producción de varios pozos pueden ser impulsados mediante un solo sistema de BEC para el refuerzo del flujo de los hidrocarburos que se producen en el yacimiento.

Entre las principales ventajas para el uso de un sistema BEC en aguas profundas se encuentran:

- Simplicidad en su operación en tirantes de aguas profundas.
- Mayor compatibilidad con las condiciones de presión y temperatura presentes en el pozo.
- Accesible para instalarse en tirantes de agua más profundos.
- Su ventaja principal es que sus instalaciones superficiales que requiere el sistema no es obstáculo para alojarse en la estructura superficial.
- Adaptarse a los altos gastos de producción.

Y dentro de las principales desventajas se encuentran:

- El costo de mantenimiento y reparación puede ser elevado.
- No se cuenta con mucha experiencia en la aplicación del sistema.
- La reparación o mantenimiento del sistema puede requerir un lapso de tiempo largo para llevarse a cabo.
- Mayor estudio en la innovación de cables eléctricos para suministrar energía a la bomba.
- El tirante de agua puede limitarse por el rango de potencia del motor y el tamaño del mismo.

El BEC promete un mayor estudio para desarrollarse a futuro y ser instalado inclusive en aguas ultraprofundas, se han realizado proyectos que establecen una mejora en la configuración, diseño y operación del sistema, además pretende mayor accesibilidad para su instalación y eficiencia en las bombas, así como ser instalado en conjunto con sistemas de separación para producir aceites pesados.

En la **Figura 3-20** se observa la instalación de un sistema BEC en tirantes de aguas profundas.

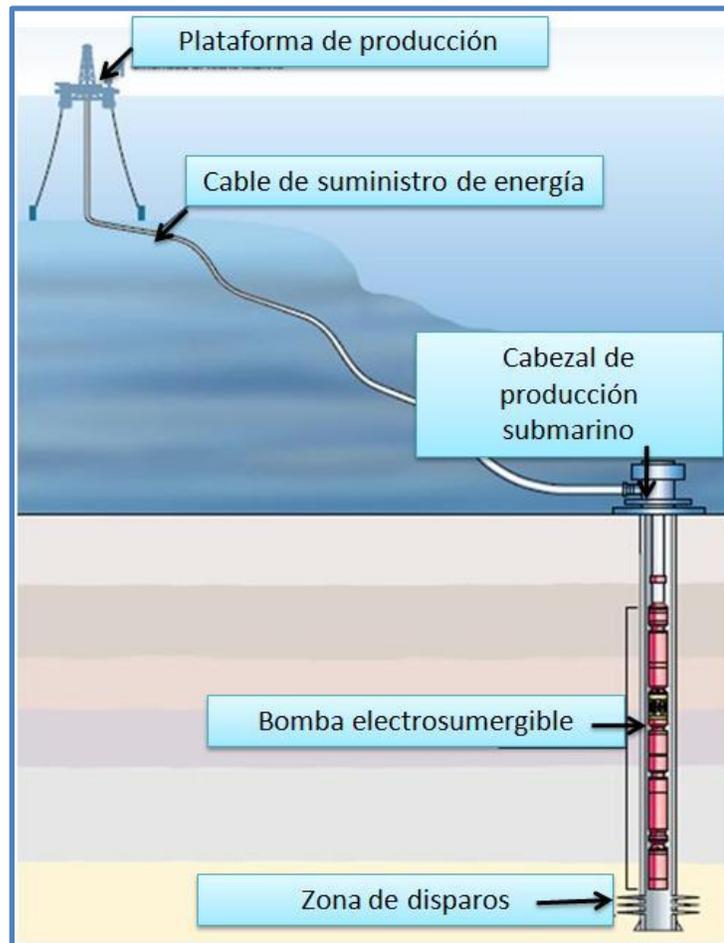


Figura 3- 20 Instalación de Bombeo electrosumergible en tirantes de aguas profundas.

El BEC se compone por un equipo denominado subsuperficial y superficial que se describirá a continuación.

- Subsuperficial
 - Motor eléctrico (ver **Figura 3-21**) recibe energía eléctrica para que el SAP entre en funcionamiento.
 - Protector (ver **Figura 3-22**), el cual protege el motor.
 - Bomba electrocéntrica (ver **Figura 3-23**), a través de ella los fluidos son impulsados hacia la estructura superficial.
 - Cable conductor (ver **Figura 3-24**), es el componente que transmite la energía eléctrica.



Figura 3- 21 Motor eléctrico de un sistema BEC

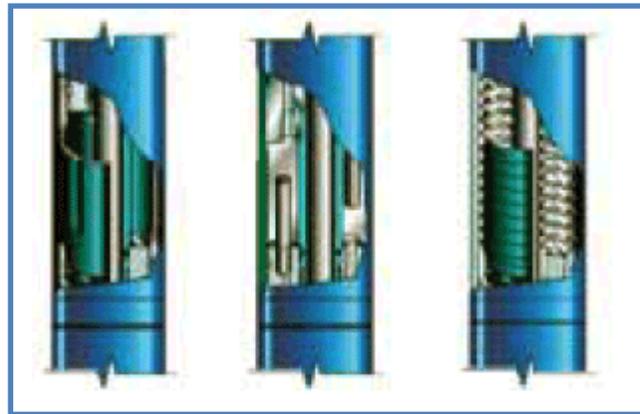


Figura 3- 22 Protector del motor.



Figura 3- 23 Bomba electrocéntrica sumergible.



Figura 3- 24 Cable conductor eléctrico.

- Superficiales (ver **Figura 3-25**)
 - Transformador.
 - Sistema de control y monitoreo del sistema, como el tablero y el sistema de seguridad del BEC.



Figura 3- 25 Sistema superficial.

En las **Figuras 3-26** y **3-27** se puede observar la instalación del sistema de BEC en riser llevado a cabo en el Golfo de México

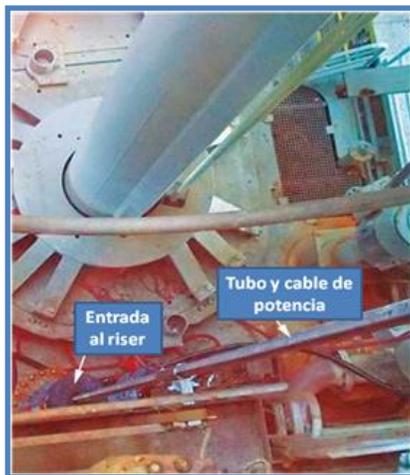


Figura 3- 26 Instalación del tubo y cable de potencia por el riser.



Figura 3- 27 Instalación del BEC por riser.

3.2.2. Bombas de refuerzo multifásicas submarinas

Este tipo de equipo se utilizan como un método alternativo de bombas de fondo, y resulta conveniente cuando la producción de un gran número de pozos puede combinarse y ser impulsada por un conjunto de válvulas de producción.

Su instalación es sobre el lecho marino (ver **Figura 3-28**), y se encuentran más cerca del yacimiento si se instalan al nivel del mar para mejorar la altura de succión de la bomba y así lograr un sistema con mayor potencia.

Es común que sean consideradas como un sistema adicional para alargar la vida productiva de un campo y desempeñan un papel importante en cuanto al aseguramiento de flujo.

Su principio se basa en presurizar las corrientes de producción y permitir reducir los problemas de formación de hidratos y ceras al dejar salir el calor a través de la corriente, permite incrementar la presión y aumentar así la velocidad del flujo.

Permiten asegurar el flujo ya que proveen calor y presión, pueden ser utilizadas en combinación con algún sistema artificial de producción haciendo más eficiente la recuperación de hidrocarburos.

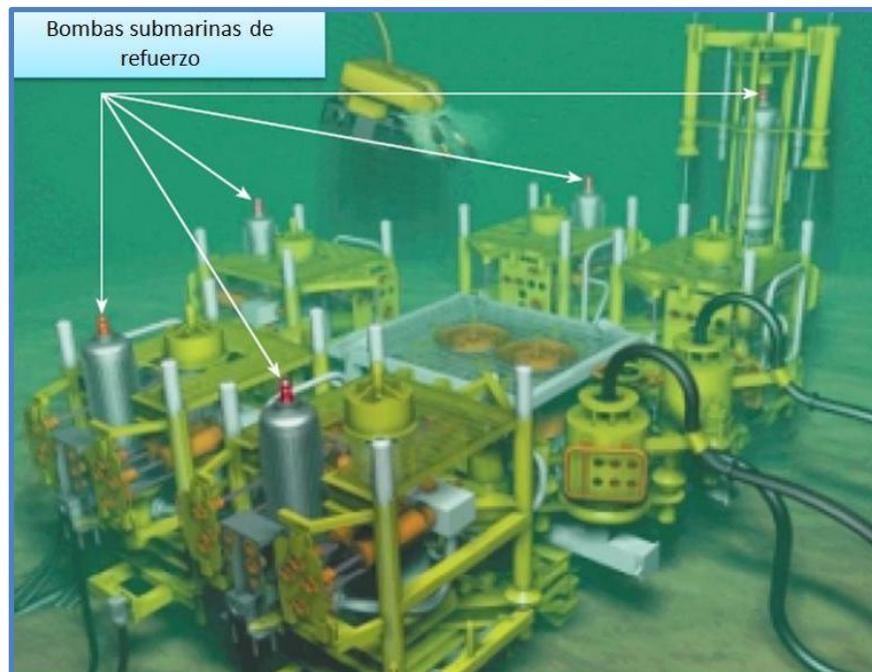


Figura 3- 28 Instalación de bombas de refuerzo submarinas en el campo Lufeng en el mar del sur de China.

Las bombas de refuerzo multifásicas submarinas permiten combatir la contrapresión generada por el empalme o por la longitud y elevación de las líneas de flujo que impiden que un pozo fluya naturalmente, una bomba de refuerzo instalada cerca del cabezal de producción puede ayudar a reducir la presión en boca de pozo.

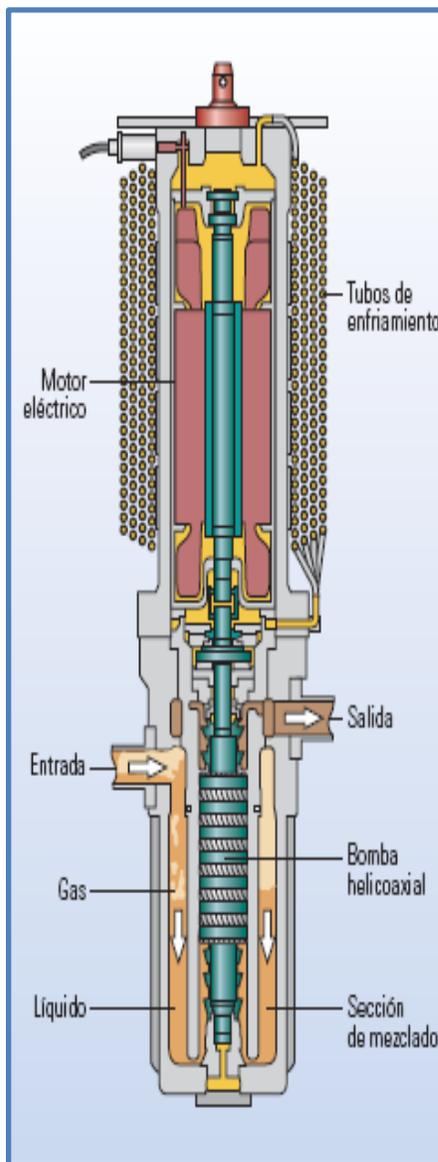


Figura 3- 29 Configuración de una bomba de refuerzo multifásica submarina.

Otro de los efectos que permite su diseño (ver **Figura 3-29**) y operación es extender la producción de hidrocarburos mediante la reducción de la presión en la boca de pozo en lugar de abandonar los pozos submarinos cuando la presión es muy elevada y dificulta la producción de hidrocarburos.

Si la corriente de producción se separa en múltiples fases la bomba multifásica de refuerzo puede evitar condiciones de flujo transitorio en los equipos de producción en superficie, ya que permiten presurizar la corriente de producción, comprimiendo el gas y a veces haciendo que vuelva a estar en solución.

Las bombas expulsan los fluidos producidos como un líquido homogéneo en condiciones de presión y temperatura elevadas y con un régimen de flujo estacionario.

Otra ventaja de su uso es que cuando los fluidos salen de la bomba el calor permite reducir los problemas de formación de hidratos y parafinas, y al incrementar la presión ayuda a aumentar las velocidades de flujo.



3.3 Vigilancia del flujo

La vigilancia del flujo nos permite medir, analizar y controlar los procesos del sistema de producción submarino para predecir y mitigar los problemas asociados con el aseguramiento de flujo, ya que mediante mediciones se puede obtener información en tiempo real del funcionamiento de tratamientos químicos, térmicos o limpieza de las líneas de flujo y hacer más eficiente su uso.

La información que se obtiene a través de los medidores de flujo o sensores que se instalan como equipo de vigilancia logran que los especialistas puedan tomar decisiones operacionales que mejoren el proceso de producción, es necesario para ello verificar los datos ya que se debe garantizar que las decisiones se basen en información real y comprobada.

El sistema de vigilancia utiliza datos de la caracterización de los fluidos y de presión que se obtienen durante la perforación para monitorear el estado del sistema, se pueden además utilizar los modelos realizados en el diseño del sistema submarino de producción para evaluar el desempeño del sistema, es decir existen muchas herramientas que permiten realizar esta función y lograr el aseguramiento de la producción.

La función de vigilancia del flujo permite prever y manejar las condiciones existentes en los sistemas de producción submarinos, es importante por lo cual conocer los parámetros de fondo de pozo, tales como datos de temperatura, presión, gasto del flujo, densidad de fluido y colgamiento a través de las herramientas que realizan la función de vigilancia para el aseguramiento de la producción. Los medidores de flujo submarinos, el servicio fijo de vigilancia rutinaria de la producción de los pozos y los sensores son los principales componentes en el sistema que realiza esta función, sin embargo pueden combinarse con otros elementos, tales como los detectores de arena, medidores de presión y sensores de distribución de temperatura, con el fin de proporcionar un diagnóstico del desempeño de los pozos y las líneas de flujo.

3.3.1 Medidores de flujo

- ◆ Medidor monofásico submarino: este dispositivo se utiliza para medir los ritmos de flujo de una sola fase que puede ser aceite, agua o gas de manera continua, su sistema contiene transductoresⁱ de cristal de cuarzo para medir la presión diferencial y la absoluta a través de un venturi^j. Los parámetros de salida de la medición son; ritmos de flujo, presiones diferenciales, presiones de proceso y temperaturas.
- ◆ Medidor multifásico submarino: su uso se requiere para determinar la producción de aceite máxima y la máxima capacidad de manejo de gas, mediante pruebas que se realizan periódicamente o por monitoreo continuo, presenta exactitud en mediciones de gastos de gas, aceite y agua.

El medidor multifásico (ver **Figura 3-30**) puede ser usado conjuntamente con el proceso de diagnósticos de algún sistema artificial de producción ya que permite monitorear el proceso de separación en tiempo real del aceite, gas, nivel de agua, densidades, niveles de flujo, resistividades, contenido de aceite en las líneas de flujo y ayuda a identificar variaciones en el flujo antes de que ocurran problemas.

Su funcionamiento se basa en una correlación-cruzada/venturi para el ritmo de flujo, sus mediciones se realizan a través de impedancia^k eléctrica en combinación con medidores de densidad de rayos gamma.

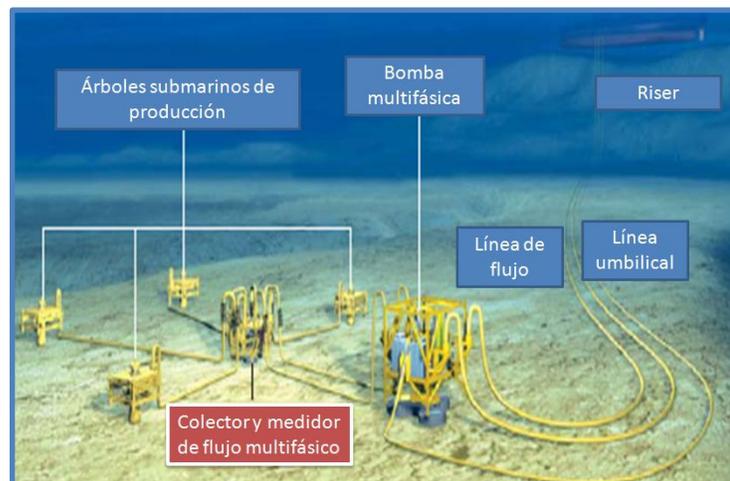


Figura 3- 30 Instalación de un medidor de flujo multifásico.



3.3.2. Obstáculos en la vigilancia del flujo

Los sistemas de vigilancia y control de pozos en tirantes de aguas profundas se instalan para mejorar la productividad, sin embargo la capacidad de estos sistemas puede ser obstaculizado por la transmisión del equipo, ya que a medida que los dispositivos en el fondo han tenido un desarrollo significativo para operar en condiciones extremas y han mejorado notoriamente su eficiencia en cuanto a proveer datos con mayor nivel de diagnóstico y control, la comunicación de estos datos resulta el problema que debe ser mejorado.

Los datos deben viajar a la superficie con alta velocidad para que sean obtenidos en superficie en tiempo real, por lo cual se reúne esta información en un sistema de transmisión en común para facilitar el procesamiento de estos datos, sin embargo la cantidad de datos es demasiado grande y se requieren instalaciones de comunicación especializada para evitar que alguna información se pierda en el proceso, en este caso se separan las funciones de control críticas en términos de seguridad para lograr una reducción de peso de la transmisión de datos del sistema.

El módulo de vigilancia y control submarino permite que exista comunicación entre datos submarinos y superficiales utilizando un enlace de datos de alta velocidad para evitar un retraso de información, además se colocan sensores con un sistema de alarma que permita identificar algún problema.

El uso de sensores en el pozo, sensores submarinos, datos en tiempo real y modelos predictivos permiten integrar un sistema de vigilancia para interpretar el desempeño del sistema submarino de producción, observando procesos anormales en la producción se logra diagnosticar el problema para implementar una estrategia operativa de aseguramiento de flujo y tener una mayor eficiencia y confiabilidad de los sistemas de refuerzo de flujo.

En la **Figura 3-31** podemos observar la instalación de medidores de flujo y el sistema de vigilancia y control de flujo.

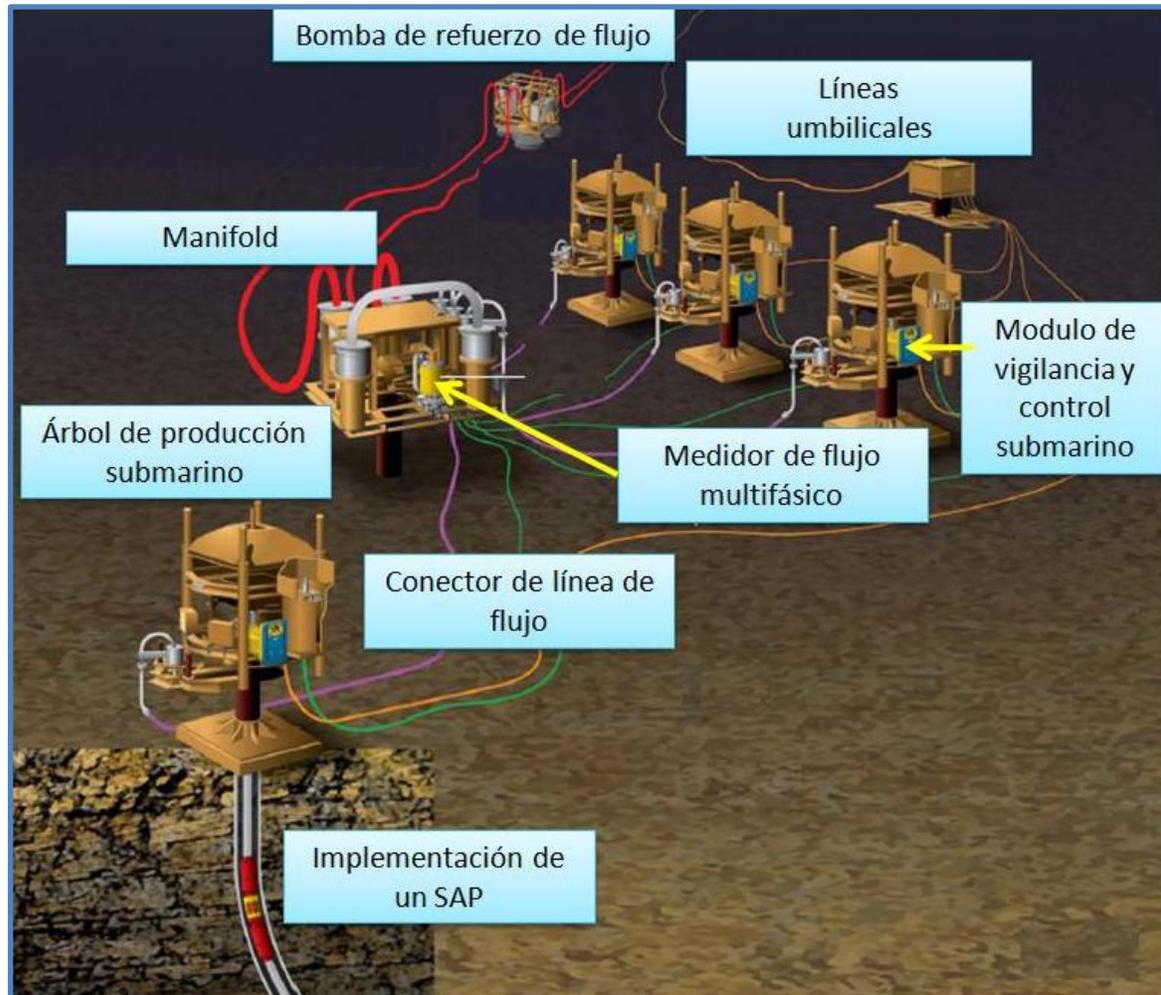


Figura 3- 31 Instalación de un medidor de flujo multifásico y del modulo de vigilancia y control submarino en el sistema de producción submarino.



Lista de figuras y tablas

Figura 3-1 Concepto del aseguramiento de flujo.

Figura 3-2 Presentación “Flow Assurance”, Germanischer Lloyd (GL).

Figura 3-3 OTC 13075 “The Challenges of Deepwater Flow Assurance: One Company’s Perspective”, David B. L. Walker and Norman D. McMullen, BP, 2001.

Figura 3-4

http://www.hpt.net.cn/consulting_mph_en.asp

Figura 3-5 Presentación “Aseguramiento del flujo”, Christopher Lindsey-Curran BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 3-6 Artículo “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfield Review, Otoño 2007.

Figura 3-7 “Flow Assurance and Multiphase Pumping”, Thesis by Hemant G. Nikhar., Texas A&M University, 2006.

Figura 3-8 Presentación “Construcción de pozos en aguas profundas”, Aseguramiento de flujo- Parafinas, PEMEX (Perforación y Mantenimiento de Pozos).

Figura 3-9 Presentación “Aseguramiento del flujo”, Christopher Lindsey-Curran BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 3-10 Presentación “Aseguramiento del flujo”, Christopher Lindsey-Curran BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 3-11 Presentación “Aseguramiento del flujo”, Christopher Lindsey-Curran BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 3-12 Presentación “Construcción de pozos en aguas profundas”, Aseguramiento de flujo- Hidratos, PEMEX (Perforación y Mantenimiento de Pozos). y de la presentación “An Integrated Approach to Combating Flow Assurance Problems”, Allan Browne & Laurence Abney, Halliburton, SPE Bergen, Abril 2006.

Figura 3-13

<http://blogs.bakerhughes.com/reservoir/2010/11/15/water-issues-for-petroleum-engineers-introduction/>

Figura 3-14

<http://www.iahrmedialibrary.net/db/ii5/slug%20flow%201.htm>



Figura 3-15

http://www.construnario.com/notiweb/tematicos_resultado.asp?id=169&informe=1

Figura 3-16

http://miscelaneadejac.blogspot.com/2008_11_01_archive.html

Figura 3-17

<http://www.telefonica.net/web2/cienciaconbuengusto/Teoria/ESPUMAS.htm>

Figura 3-18

<http://www.worldoil.com/April-2008-Whats-new-in-artificial-lift.html>

Figura 3-19 Presentación “Artificial Lift Technical Exchange Meeting”, Schlumberger, 2010.

Figura 3-20 Artículo “Solución para problemas de la construcción de pozos en aguas profundas”, Oilfield Review, Verano 2000, Schlumberger.

Figura 3-21

http://www.slb.com/services/artificial_lift/submersible/esp_components.aspx

Figura 3-22

http://www.slb.com/services/artificial_lift/submersible/esp_components.aspx

Figura 3-23

http://www.slb.com/services/artificial_lift/submersible/esp_components.aspx

Figura 3-24

http://www.slb.com/services/artificial_lift/submersible/esp_components.aspx

Figura 3-25 Presentación “The First Riser Deployed ESP in the Gulf of Mexico”, Tiffany Pitts, Baker Hughes Centrilift.

Figura 3-26 Presentación “ESP Deployed Via Riser to Subsea Well”, D. Cocciolone, M. Parker, T. Pitts and M. Ohl, Baker Hughes.

Figura 3-27 Presentación “The First Riser Deployed ESP in the Gulf of Mexico”, Tiffany Pitts, Baker Hughes Centrilift.

Figura 3-28 Artículo “Solución para problemas de la construcción de pozos en aguas profundas”, Oilfield Review, Verano 2000, Schlumberger.

Figura 3-29 “Aseguramiento de la producción submarina”, Oilfield Review, Schlumberger, Verano de 2005.



Figura 3-30 “Aseguramiento de la producción submarina”, Oilfield Review, Schlumberger, Verano de 2005.

Figura 3-31 “Aseguramiento de la producción submarina”, Oilfield Review, Schlumberger, Verano de 2005.

c.-La espectrometría de masas es una técnica experimental que permite la medición de iones derivados de moléculas, a través de un instrumento permite analizar con gran precisión la composición de diferentes elementos químicos e isótopos atómicos separando los núcleos atómicos en función de su relación masa-carga.

d.-Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo.

e.- Propiedad que hace que un compuesto se desmorone fácilmente.

f.- Es un elemento cilíndrico hueco generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y espesor que lo conforma, esta tubería constituye el medio con el cual se cubre el agujero que se va perforando y su objetivo es proteger las zonas perforadas, aislar los fluidos de las formaciones productoras y controlar la presión.

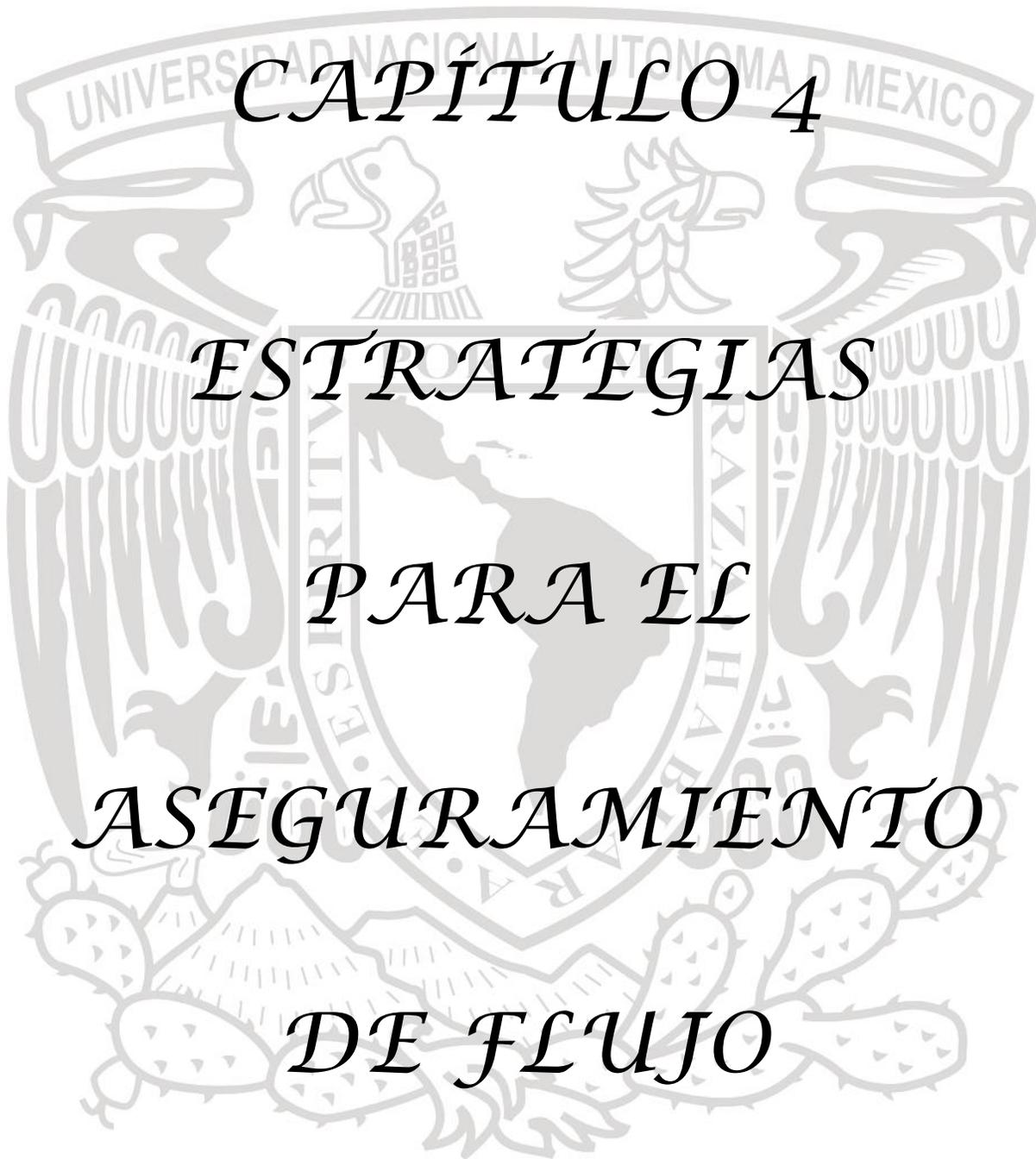
g.-Son tuberías con diseños especiales, en sus extremos poseen roscas para conectarse a la sarta de producción formando parte integrada de ella, sirven para alojar e instalar la válvula de levantamiento o inyección a la profundidad que se necesite.

h.-Se define como la relación entre volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo entre el volumen de la sección de tubería. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

i.-Un transductor es un dispositivo capaz de transformar o convertir un determinado tipo de energía de entrada en otra diferente a la salida, permite obtener información de entornos físicos y químicos y conseguir a partir de esta información señales o impulsos eléctricos o viceversa.

j.-El efecto consiste en que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión al aumentar la velocidad después de pasar por una zona de sección menor.

k.-La impedancia es una magnitud que establece la relación (cociente) entre la tensión y la intensidad de corriente.



CAPÍTULO 4

ESTRATEGIAS

PARA EL

ASEGURAMIENTO

DE FLUJO



CAPÍTULO 4

“ESTRATEGIAS PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO”

Los factores que afectan la función del aseguramiento de flujo son causados por la acumulación de sólidos o el comportamiento del flujo, por lo cual se han diseñado métodos que permiten prevenir, mitigar y eliminar estos factores haciendo posible que las operaciones de producción de hidrocarburos sean exitosas en tirantes de aguas profundas.

Las estrategias de aseguramiento de flujo se basan en una combinación de diseño de los sistemas de producción submarinos y los métodos para evitar que algún factor afecte el transporte de hidrocarburos, estos factores dependen de las propiedades de los fluidos y las condiciones de operación:

- ◆ Características del sistema de producción submarino.
- ◆ Los hidratos de gas.
- ◆ Parafinas.
- ◆ Asfaltenos.
- ◆ Depositación de arena.
- ◆ Erosión.
- ◆ Bacheo.
- ◆ Corrosión.
- ◆ Incrustaciones.
- ◆ Emulsión.
- ◆ Espumas.

Como se menciona en el Capítulo 3 es importante evaluar los posibles problemas que se pueden presentar en la función del aseguramiento de flujo ya que debido a las condiciones ambientales extremas deben diseñarse estrategias que logren controlar y eliminar estos problemas, por ello es necesario tomar muestras y realizar modelos que determinen una estrategia.

4.1 ¿Qué son las estrategias para el Aseguramiento de Flujo?

Se define como estrategias a los diferentes métodos que se han desarrollado para lograr prevenir, mitigar y eliminar los factores que afectan la función del aseguramiento de flujo.

Es importante al realizar una evaluación de una estrategia seguir con un proceso de diseño de la función del aseguramiento de flujo (ver **Figura 4-1**) que inicia con la medición y muestreo de fondo de pozo para conocer las propiedades de los fluidos y realizar un modelo del comportamiento del flujo, este tema como se desarrolló a detalle en el capítulo 3 (subtema 3.1.1) de la tesis permite ser una base importante para definir las posibles estrategias que podrían efectuarse para el aseguramiento de flujo.

Este capítulo de la tesis se enfoca en explicar cuales son estos métodos y porque su uso es frecuente en la ingeniería petrolera para lograr exitosamente el aseguramiento de flujo en tirantes de aguas profundas.

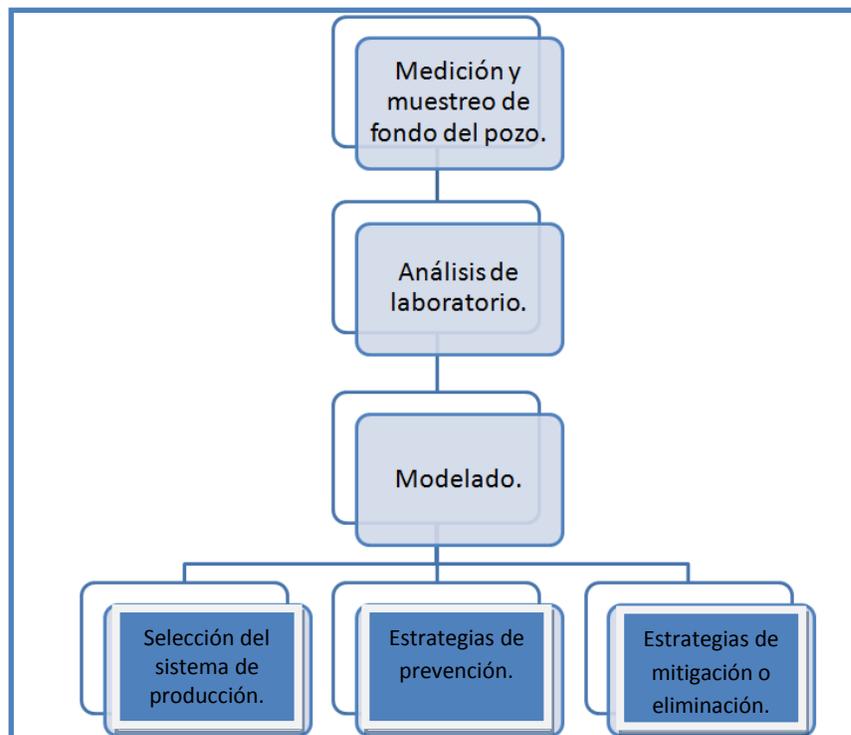


Figura 4- 1 Proceso para el diseño y evaluación de estrategias en la función del aseguramiento de flujo.



4.2. Objetivo de las estrategias para el Aseguramiento de Flujo

En el aseguramiento de flujo existe la necesidad de determinar cualquier problema que afecte los sistemas de producción submarina, puede ser la depositación de sólidos o la inestabilidad de flujo que se presentan debido a las condiciones de operación en los sistemas, por ello el objetivo principal de elaborar una estrategia para el aseguramiento de flujo es ofrecer ventajas tales como:

- ◆ Permitir operaciones seguras en la producción de hidrocarburos.
- ◆ Evaluación de todos los métodos que puedan prevenir, mitigar o eliminar cualquier factor que afecte el aseguramiento de flujo.
- ◆ Reduce los costos de operación y mantenimiento al elegir el método más adecuado.
- ◆ Optimiza la operación de los sistemas de producción submarina.
- ◆ Reduce los posibles casos de inactividad por problemas asociados en el flujo.
- ◆ Ningún riesgo de daño al medio ambiente.

4.3. Clasificación de las estrategias para el Aseguramiento de Flujo

Existen 3 métodos que se utilizan para elaborar estrategias de aseguramiento de flujo:

- ◆ Manejo térmico.
- ◆ Manejo con tratamientos químicos.
- ◆ Remediación mecánica.

4.3.1. Manejo térmico

Los métodos térmicos se utilizan con frecuencia para mantener una temperatura que evite la precipitación de sólidos como ceras e hidratos, es común requerir de aislamiento, calentamiento eléctrico, circulación de fluidos calientes y adición de químicos que actúen como reacciones exotérmicas para retener el calor.

Aislamiento térmico

El aislamiento térmico es un método que se requiere para evitar que los fluidos producidos en el pozo sufran de una caída de temperatura debido al entorno frío del agua de mar y por ello logren precipitarse y formar sólidos que afecten los sistemas de producción submarinos, ya que la depositación en líneas de flujo o cualquier otro elemento del sistema puede causar un mal funcionamiento o la pérdida de producción.

El uso de un aislamiento térmico permite evitar la depositación principalmente de hidratos y ceras parafinicas, así como eliminar efectos en la viscosidad que impida el flujo de los fluidos.

Este método busca retener el calor que provee la corriente de los fluidos producidos y que no alteran en gran medida la composición de ellos, las características de retención de calor se logran cuantificar mediante el coeficiente de transmisión térmica donde en un flujo radial de calor se puede determinar por la siguiente ecuación:

$$q_h = UA(\Delta T) \dots\dots\dots 1.1$$

La ecuación 1.1 representa cuándo en una superficie de un sólido se pone en contacto con un fluido que se encuentra a diferente temperatura como el flujo de calor transferido por convección puede expresarse en función de la diferencia global de esas temperaturas, esta ecuación se basa en la ley de Newton de enfriamiento (ver **Figura 4-2**).

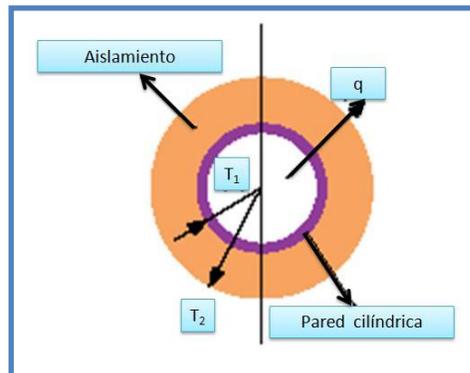


Figura 4- 2 Transferencia térmica.



En dicha ecuación q_h es el flujo de calor transferido, U es un coeficiente global de transferencia de calor, A es el área de la superficie y ΔT es la diferencia entre las temperaturas de la superficie de la pared en contacto con el fluido y la temperatura del fluido en un punto alejado de la pared, los valores deseables del coeficiente U están en un rango de 0.1 a 1.0 $\left[\frac{Btu}{hrs pie^2 \text{ } ^\circ F} \right]$.

Los materiales para este método se utilizan en diferentes combinaciones y configuraciones para lograr aislar líneas de flujo, árboles submarinos de producción, manifold y el jumper, el material de aislamiento es clasificado en dos tipos:

- ◆ Aislamiento seco: este tipo de aislamiento necesita una cubierta protectora que impida la entrada de agua cuando el sistema se sumerge para ser instalado. Dentro de los materiales de aislamiento seco se encuentran; la lana mineral, fibra de vidrio, poliestireno extruido y la espuma de poliuretano.
- ◆ Aislamiento mojado: no necesita ninguna barrera para prevenir el ingreso de agua, ya que el material que se usa no tienen ningún efecto o degradación incluso cuando el agua entra y está en contacto con el material. En este caso algunos ejemplos de aislantes mojados son; el polipropileno, poliuretano, poliuretano sintético y polipropileno sintético.

Por el uso frecuente de los aislantes mojados la industria petrolera ha realizado importantes avances para aumentar la eficiencia y la integridad de los materiales que se requieren para este tipo de aislamiento, ya que debido a las nuevas actividades de producción en aguas más profundas y a las elevadas presiones se requiere que las propiedades de aislamiento de los materiales aseguren la protección contra la corrosión, resistencia a las propiedades del agua de mar y al impacto que sufren por las fuerzas ejercidas por el oleaje y corrientes marinas.



Un aislante térmico debe ser flexible para que no se degrade durante la vida productiva de los sistemas de producción submarinos que a menudo es de 20 a 25 años o más.

El material de aislamiento térmico debe tener las siguientes características:

- ◆ Baja conductividad térmica.
- ◆ Capacidad de conservar sus propiedades aislantes bajo compresión hidrostática.
- ◆ Exposición a largo plazo con agua de mar.
- ◆ Capacidad limitada para adaptarse a espacios disponibles.
- ◆ Facilidad de instalación y reparación.
- ◆ Capacidad de soportar el impacto de la manipulación y protección contra la corrosión.

Existen ciertas propiedades que deben ser evaluadas para determinar el rendimiento de un material de aislamiento térmico, las propiedades más importantes son: la densidad, propiedades mecánicas y las propiedades termodinámicas.

Para el aislamiento de árboles de producción submarinos (ver **Figura 4-3**) y manifolds representa un trabajo difícil cubrir las superficies complejas e irregulares, por lo cual existen materiales que combinan la eficiencia de aislamiento y flexibilidad para atacar estas zonas, en este caso se encuentran diferentes tipos de materiales de aislamiento especial y son utilizados tanto para el equipo de terminación submarina como para cubrir las zonas complejas, estos aislantes son: espumas epoxi sintéticas, epoxi flexible, uretanos y elastómeros vulcanizados.

Los requisitos generales para la selección y configuración de un aislamiento térmico de tuberías y líneas de flujo en base a la función del aseguramiento de flujo son:

- ◆ Análisis para determinar la temperatura de formación de hidratos.
- ◆ El análisis térmico-hidráulico en toda la longitud y la ruta de la tubería y/o líneas de flujo.
- ◆ Análisis de la transferencia de calor para la determinación del tipo y espesor del aislamiento a lo largo de la tubería o línea de flujo.
- ◆ Transferencia de calor transitorio y el desarrollo de las curvas de enfriamiento para evaluar el riesgo de bloqueo debido a la formación potencial de hidrato o gelificación de cera.

Las fallas más comunes en el aislamiento son las grietas y el colapso, las grietas pueden resultar de una aplicación inadecuada de los materiales o la falta de flexibilidad y se puede propagar hasta causar el desprendimiento e inducir la propagación de la corrosión. Cuando el material no es lo suficientemente fuerte para resistir la compresión y el colapso su conductividad térmica aumenta y su capacidad de aislamiento térmico disminuye.

Las propiedades mecánicas de los aislantes térmicos son importantes para evaluar su uso, las principales propiedades son: la resistencia y alargamiento a la tracción, ya que el tirante de agua limita el uso de algunos materiales por la presión que debe resistir, en aplicaciones con 2,700 metros de tirante agua se requieren presiones que como mínimo soporten un valor de 4,000 [psi], las propiedades mecánicas no solo son importantes para evaluar su uso sino para determinar su resistencia a los daños principalmente en jumper y líneas de flujo donde se requiere una mayor flexibilidad.



Figura 4-3 Aislamiento de un árbol submarino de producción.

Materiales para el aislamiento térmico

- ◆ Polipropileno es un material conformado por multicapas termoplásticas con propiedades físicas adecuadas para resistir las condiciones ambientales en aguas profundas, su uso es común en árboles submarinos de producción, en manifolds y en tuberías rectas.
- ◆ Elastómeros vulcanizados: son aplicados como una envoltura alrededor de los componentes, después de la instalación debe verificarse que su funcionamiento sea adecuado, este material puede presentar problemas al cubrir formas muy complejas y en ocasiones la temperatura que se aplica para secar el material logra dañar el funcionamiento de los sellos metálicos en el montaje final, este material se puede aplicar en tuberías, válvulas (ver **figura 4-4**) o cualquier otro componente individual en los equipos submarinos, sin embargo no es práctico que se aplique en los componentes después del ensamble final debido al tamaño que ocupa y la temperatura necesaria que se requiere para secarse.

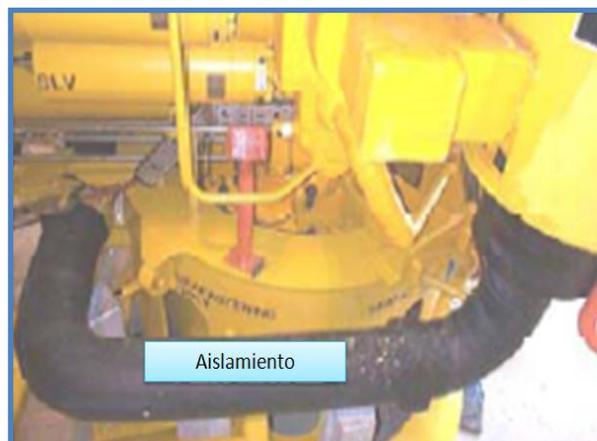


Figura 4- 4 Aislamiento de una válvula.

- ◆ Uretanos: se utilizan con frecuencia para el aislamiento ya que estos tienen la ventaja de ser flexibles y resistentes, también pueden ser formulados para secarse rápidamente y lograr que la temperatura ambiente sea la adecuada para ello, esto es importante ya que evita así utilizar un sistema adicional que represente mayor tiempo y costos para su aplicación.



- ◆ Espumas epoxi sintéticas también se utilizan con frecuencia para el aislamiento de sistemas submarinos de producción, estos materiales tienen muy buenas propiedades térmicas para el aislamiento pero se limita a la flexibilidad con el alargamiento de tracción, por lo tanto este tipo de materiales es recomendable para aplicarse en componentes que son rígidos, actualmente se han realizado avances en el desarrollo de este material que han permitido ofrecer una mayor elongación hasta de un 20 por ciento y pueden usarse en componentes que se flexionen muy poco ya sea en su operación o instalación, ejemplo de estos son; jumper o árboles de producción submarinos.

El aislamiento térmico puede combinarse con inyección química, ya que en actividades como cierres de producción se diseñan estos métodos en conjunto para evitar que se depositen sólidos, en un paro imprevisto donde los equipos no fueron aislados se pueden enfriar por la temperatura del fondo del mar tan solo en minutos, en cambio si se aplica un tratamiento de aislamiento térmico puede proporcionar un mínimo de 8 a 12 horas de tiempo para que logre volver a ponerse en operación el sistema de producción, en caso de que el período de cierre sea más corto que el tiempo de enfriamiento puede usarse solo el aislamiento como único método para evitar la depositación de hidratos, un tercer caso puede darse si el tiempo de cierre es más largo lo que llevaría a requerir la intervención de otro tratamiento como lo es la inyección de químicos a través del árbol submarino de producción o del manifold y desplazar un inhibidor si el tiempo de cierre es demasiado largo y existen posibilidades para depositarse algunos sólidos.

Un factor que se suma es sí las líneas de flujo también fueron aisladas con el objetivo de lograr un mayor tiempo de enfriamiento para que no acelere el proceso de depositación de sólidos, por lo que las opciones de precipitación de hidratos puede ser ligeramente diferente a que no se aislaran estos componentes.



Tuberías con aislamiento al vacío (VIT)

Existe un tipo de aislamiento denominado VIT, esto consta de una tubería de aislamiento al vacío, compuesta de un tubo en otro tubo mejor conocido como pipe-in-pipe o PIP por su nombre en inglés, el diseño permite que en el espacio anular que se forma dentro de ambos tubos pueda mantenerse una condición de baja conductividad térmica con valores en su aplicación en el Golfo de México de $0.0014 \left[\frac{Btu}{hrs pie^2 \text{ } ^\circ F} \right]$, la longitud de esta tubería generalmente se fabrica mayor a los 12 metros.

VIT es un método de prevención de parafinas y formación de hidratos, su uso suele ser costoso pero ayuda a aumentar el tiempo de enfriamiento en el pozo debido a su excelente comportamiento térmico.

Para muchas aplicaciones este tipo de tuberías proporciona un bajo costo debido al ciclo de vida de producción además se ha utilizado por muchos años para la recuperación de aceites muy viscosos. Desde 1980 se inició su uso en campos submarinos en EUA, apoyando el método de recuperación mejorada utilizando la inyección de gas para reducir la viscosidad del aceite, el uso de VIT ayuda cuando existe pérdida de calor conforme el vapor se desplaza, así el aislamiento de tubería al vacío se utiliza para lograr que menos energía se desperdicie.

La aplicación de este sistema en aguas profundas se requiere para mantener la temperatura del aceite y evitar que se precipiten hidratos o ceras parafínicas, un ejemplo fue el uso en el campo Tahoe en el Golfo de México donde se instaló un VIT (ver **Figura 4-5**) a 2,150 metros, el material de construcción está basado en una fórmula especial con baja emisión de carbono, alta cantidad de molibdeno y níquel, cada conjunto de tubería es de aproximadamente de 12 metros de largo.

Otra aplicación de su uso es eliminar la necesidad de una unidad de deshidratación de glicol en superficie y puede inyectarse a través de ella disolventes para parafinas y en un futuro se espera tener un mayor trabajo para utilizar el VIT en líneas de flujo.

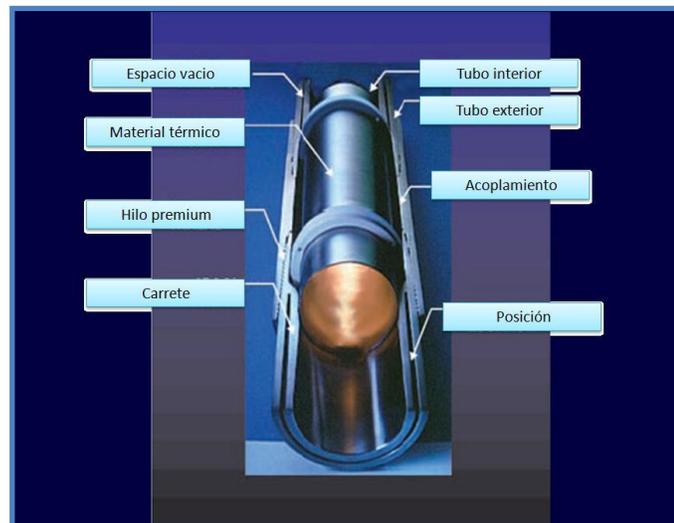


Figura 4-5 Estructura de una tubería de aislamiento al vacío instalada en el campo Tahoe.

Cuando se planea utilizar el método VIT se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- ◆ Cuidados en el manejo para no romper la funda exterior, una vez que se pierde el vacío las propiedades de aislamiento se pierden.
- ◆ En las juntas de la tubería al tener mayor masa, están sujetas a mayores pérdidas de calor.
- ◆ Es posible que en caso de tener que realizar operaciones de pesca estas se compliquen debido al propio arreglo del VIT.
- ◆ En caso de que exista una pérdida de hermeticidad en el aparejo esta no puede ser detectada si se tiene un método VIT instalado.

Calentamiento eléctrico

El calentamiento eléctrico es un método para prevenir la formación de ceras e hidratos, su uso se requiere principalmente cuando se trata de transportar los fluidos producidos por largas distancias y bajas temperaturas en los tirantes de aguas profundas, se puede utilizar en conjunto con sistemas pipe-in-pipe (tubería en tubería) y con sistema de aislamiento térmico mojado.



Su uso es útil cuando existen cierres de producción prolongados y es considerado como un método muy confiable aunque su instalación es muy costosa en campos con tirantes de aguas profundas.

Este tratamiento determina que la pérdida de calor en el tiempo de enfriamiento puede ser compensado con la energía eléctrica, ya que la diferencia de temperatura entre el líquido que se encuentra en la tubería y el agua de mar es muy grande, al proporcionar calor externo a la tubería la temperatura de los fluidos puede aumentar o mantenerse constante sin que exista pérdida de calor, en éste caso el uso de energía eléctrica es una estrategia que permite minimizar esa pérdida.

Uno de los principales problemas son los cortos circuitos en las líneas de flujo y las propiedades magnéticas con las que cuentan estas líneas de producción ya que afectan su eficiencia térmica.

El sistema de calentamiento eléctrico a través del método pipe-in-pipe cuenta con 3 procesos en su funcionamiento; el primer proceso es donde se realiza el suministro de energía desde una unidad ubicada en la estructura superficial, a través de ésta se permite regular la transmisión de energía al sistema submarino. En el segundo proceso el suministro de energía eléctrica al sistema submarino de producción es generado a través de las líneas umbilicales que se alojan en las líneas de flujo submarinas, aquí la energía eléctrica suministrada desde superficie llega a la terminación del umbilical conocida como UTA y en el tercer proceso la energía eléctrica que entra es transformada en calor debido al efecto Joule de calor resistivo, en donde la transmisión de una corriente eléctrica alterna va a proveer calor a través de un generador metálico.

El método utiliza el calentamiento directo por ello los sistemas requieren materiales ferromagnéticos en la línea de flujo que se utiliza como un conductor, además dos corrientes alternas se encuentran disponibles para su uso.

En la configuración pipe-in-pipe (ver **Figura 4-6**), la línea de flujo es eléctricamente aislada de la tubería concéntrica exterior, la parte seca de la línea de flujo y el exterior del tubo está conectado a una fuente de alimentación de corriente alterna y por los extremos son eléctricamente enlazados, la corriente eléctrica es conducida en parte por el tubo exterior y el agua de mar, sin embargo la corriente total solo retorna a través de la línea de flujo con aislamiento eléctrico, el calor generado tanto en la línea de flujo y el tubo exterior es una función de la resistencia de las tuberías, operativamente resultados de investigaciones suponen que aproximadamente la mitad de la energía suministrada se pierde en la parte exterior de la tubería que no es aislada, es decir la mitad de eficiencia del calentamiento de la línea se pierde si no se aísla por completo el sistema.

Su uso más común es:

- ◆ Método de prevención de hidratos y limpiar la depositación de ceras.
- ◆ Proveer calor en zonas donde puede existir una caída de temperatura severa presentando el efecto Joule-Thompson.
- ◆ Su uso en combinación con una bomba electrosumergible para generar energía a la bomba y proveer calor.

El calentamiento eléctrico es considerado como un método de protección total entre sus ventajas se encuentra que provee un aislamiento de alto rendimiento y da confiabilidad a largo plazo, mientras que su principal desventaja es que requiere de mucha energía que puede significar mayores costos de operación.

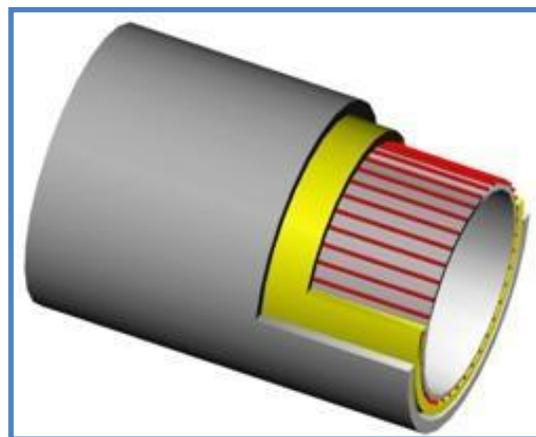


Figura 4- 6 Pipe-in pipe para calentamiento eléctrico.



Sus principales retos están asociados a desarrollar tecnología que contemple opciones en cuestiones electromagnéticas, mecánicas y sobre todo la afectación al sistema por la corrosión.

Circulación de fluidos calientes

Este método permite que un fluido a temperatura elevada viaje a través del espacio anular generado por dos tuberías con configuración pipe-in-pipe, el fluido térmico se calienta con calor externo y la circulación de los fluidos tiene 2 alternativas; la corriente y la contracorriente.

El rendimiento global de calentamiento del fluido térmico en el espacio anular depende de varios factores:

- ◆ Material de la configuración de las tuberías.
- ◆ Longitud a través de la cual viajara el fluido térmico.
- ◆ Calor específico del fluido térmico.
- ◆ Contenido de calor específico del líquido que es transportado.
- ◆ La temperatura ambiente.

El glicol es utilizado como un fluido adecuado para la transferencia de calor, su eficiencia, la baja probabilidad de provocar corrosión y las propiedades de control microbiológico lo hacen un método recomendable, su primera aplicación fue en el Golfo de México y supero el criterio de diseño y eficiencia por lo cual se ha realizado una mayor investigación en los últimos 10 años sobre su uso.

Un ejemplo de su aplicación fue en el campo King donde se utilizó una configuración pipe-in-pipe con un aislamiento exterior que permitía disponer del espacio anular para hacer pasar un flujo de calor utilizando una solución glicol acuosa con una temperatura de 179 [°F].

El diseño (ver **Figura 4-7**) debe permitir que las líneas de flujo en operación funcionen con una mayor temperatura a la de formación de hidratos, una de las líneas será más caliente debido a que se requiere una mayor temperatura para que viaje desde la superficie hasta el árbol submarino de producción, la línea de flujo fría que es la de retorno del fluido circula a temperaturas más bajas debido a la transferencia de calor hacia la corriente de producción, sin embargo debe



Figura 4-7 Configuración pipe-in-pipe.

buscarse que la temperatura no sea menor que la temperatura de formación de hidratos ya que podría ser un problema severo para permitir la formación de estos. Este tipo de método está diseñado además para circular calor continuamente en condiciones normales de funcionamiento, su principal objetivo es mantener la producción en todo momento fuera de la región de formación de hidratos inclusive cuando existan periodos de cierre, en casos de que la caída de temperatura es difícil de controlar por estos periodos de cierre puede ser requerido como un método de pre-calentamiento del sistema de producción y ser una herramienta que logre desbloquear las líneas de deposición de hidratos formados durante el periodo de cierre.

Dentro de los fluidos que son utilizados como medios de transferencia de calor se encuentran 3 opciones base agua, que es el fluido que se utiliza más frecuente y es menos costoso:

- ◆ El agua de mar tratada: es el medio ideal ya que es muy accesible, así como el filtrado y su tratamiento puede ser fácil de realizar, sin embargo el agua de mar tiene un alto riesgo para provocar corrosión, incrustaciones y bacterias, el grado de corrosión incluso con bajos niveles de oxígeno contenido son altos alrededor de 0.5 -1.0 [mm/año], por otro lado el uso de inhibidores pueden ser no favorables para tratar la corrosión ya que pueden aumentar el daño y provocar picaduras. El agua de mar es un fluido no recomendable para ser utilizado como medio térmico.



- ◆ Tratamiento de agua dulce: este medio es la base de funcionamiento de las calderas por lo cual se tiene experiencia en estos sistemas, su aplicación requiere el uso de inhibidores, control de pH y tratamientos para el control de corrosión, incluso se llegan a utilizar químicos para inhibir los principales problemas por picaduras de corrosión y la actividad microbiológica. Los tratamientos dependen en gran medida del control de las propiedades químicas del agua, contenido de oxígeno, el pH y la concentración del inhibidor, cualquier desviación de estos parámetros puede dar lugar a acelerar el proceso de corrosión. Otro método que puede combinarse con este tratamiento es la inyección de químicos, el cual no siempre resulta adecuado y puede ser fatal para la eficiencia del tratamiento si llega a ser incompatible con el sistema.
- ◆ Tratamiento de glicol / agua: esta mezcla se utiliza ampliamente para sistemas de calefacción o refrigeración, especialmente para aplicaciones donde se requiere protección contra la congelación. Cuando se usa glicol se requiere la aplicación de inhibidores para controlar la corrosión, sin embargo por si solo reduce en cierto grado este problema y resulta ser el tratamiento más adecuado y con mayor eficiencia.

En general el tratamiento con circulación de fluidos tiene gran flexibilidad para lograr disolver la depositación de ceras, ya que debido a la configuración del sistema puede cambiarse periódicamente la dirección del calor a través las líneas de flujo, la línea caliente se hace línea fría y la fría se hace caliente haciendo que la línea de flujo de operación incremente su temperatura y disuelva nuevamente la depositación de ceras.

4.3.2. Manejo con tratamientos químicos

Los tratamientos químicos son una estrategia utilizada en el aseguramiento de flujo para combatir varios problemas, ceras, hidratos, asfaltenos, incrustaciones y corrosión.

Los tratamientos químicos se pueden aplicar mediante un sistema de inyección diseñado para ser eficaz, fiable y cuyo objetivo es maximizar la capacidad de producción del sistema. El mayor cuidado en su aplicación debe ser la compatibilidad con los fluidos producidos, evitar el cambio de propiedades de los hidrocarburos y no debe causar ningún daño al medio ambiente cuando se descargan en el mar a través del agua producida.

En la **Figura 4-8** se mencionan los principales tratamientos químicos que sirven como estrategias para el aseguramiento de flujo en aguas profundas.

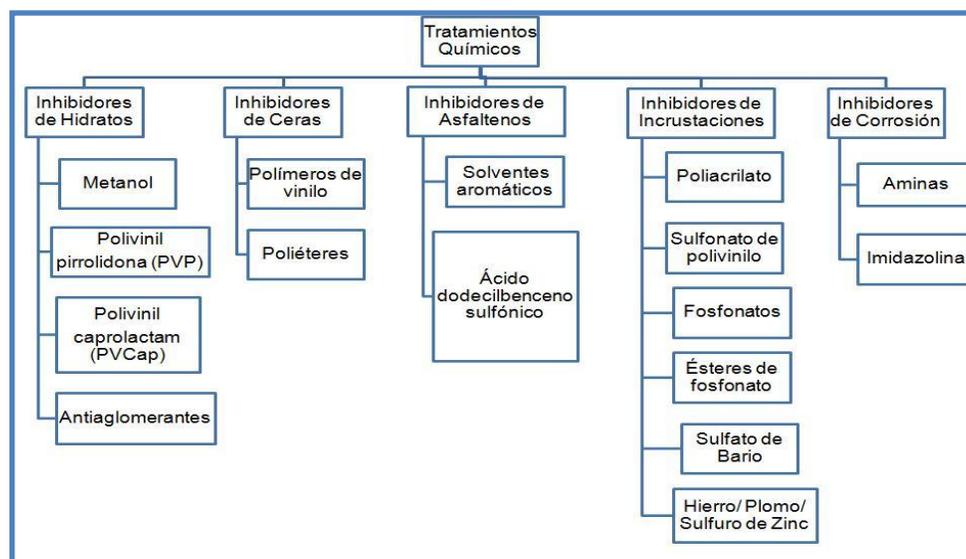


Figura 4- 8 Tratamientos químicos.

Las propiedades deseables de los aditivos químicos para cualquier aplicación en la industria del petróleo y el gas son:

- ◆ Los aditivos químicos deben ser compatible con otros aditivos.
- ◆ Solubilidad debe ser examinada en toda la gama de temperaturas posible.
- ◆ La viscosidad no debe ser un factor limitante en el bombeo.
- ◆ Las normas de medio ambiente debe ser alcanzado o superado.
- ◆ Requisitos de concentración para la inhibición efectiva debería ser tan baja como sea posible.



Inhibidores de hidratos

Existen 3 tipos de inhibidores para tratar el problema de deposición de hidratos:

- ◆ Termodinámicos.
- ◆ Cinéticos.
- ◆ Antiaglomerantes.

Los inhibidores químicos desplazan el equilibrio de presión-temperatura de tal forma que los hidratos no consiguen la inestabilidad a la condición in situ de presión-temperatura y los hidratos se disocian en la superficie de contacto.

Parámetros importantes para el efecto de los inhibidores de hidratos:

- ◆ Tiempo para el inicio de la formación de cristales de hidrato.
- ◆ Tiempo de inducción a la temperatura de inicio de la formación de hidratos.
- ◆ Tasa de crecimiento inicial de los cristales de hidrato.
- ◆ La extensión y tiempo a la aglomeración.
- ◆ El consumo total de gas para la conversión en hidratos.

Dentro de los inhibidores los más comunes son los inhibidores termodinámicos (alcoholes), tales como el metanol o el glicol, estos inhiben la formación de hidratos mediante la reducción de la temperatura.

Inhibición termodinámica de hidratos

El inhibidor termodinámico es un componente activo añadido a un sistema de dos componentes; gas y agua, su principal funcionamiento es cambiar la energía de interacción intermolecular y los cambios de equilibrio termodinámicos, su acción consiste en bajar la temperatura de formación de hidratos con una concentración de inhibidor alta por unidad de masa de agua presente en el sistema.

La inhibición termodinámica del sistema se encuentra lejos de la estabilidad termodinámica de la formación de hidratos.



Dentro de este tratamiento existen tres mecanismos de acción del inhibidor en la que la fase de agua del gas natural puede ser eliminada por absorción donde se utiliza el glicol, la adsorción utilizando desecantes y la condensación donde se utiliza glicol o la inyección de metanol.

En el caso de la absorción y adsorción implica la transferencia de masa de las moléculas de agua en el líquido disolvente o una estructura cristalina y la condensación implica enfriamiento de la corriente del gas y la inyección posterior de inhibidor termodinámico.

Inhibición cinética de hidratos

Este tipo de inhibidores también se denominan THI o inhibidores por efecto umbral, estos no desplazan el equilibrio termodinámico de formación de hidrato sino que extienden el tiempo de inducción que es la duración entre la caída del sistema en la región de hidratos y el comienzo de la formación efectiva del hidrato, la cinética nos indica solo en cuanto tiempo la reacción va a trascurrir.

El principio de funcionamiento de los inhibidores cinéticos es el intercambio difusivo y de absorción para eliminar la interfase del agua en el gas, esto se logra al absorber de ambas sustancias la de los microcristales de hidratos y las gotas de agua para disminuir el crecimiento del tamaño de la molécula de hidrato y lograr evitar los grandes tapones en la trayectoria del flujo.

La inhibición cinética permite que el sistema se mantenga en la región de estabilidad de hidratos.

Inhibición antiaglomerante de hidratos

La industria petrolera se centra en un tercer tipo de inhibidores de hidratos denominado antiaglomerantes, son inhibidores de baja dosificación lo que representar ahorros significativos en el volumen de tratamiento y en algunos casos menores costos.

Una de sus ventajas es que no depende del grado de sub-enfriamiento a diferencia de los otros dos tratamientos, el sub-enfriamiento es la diferencia entre la temperatura en la que los hidratos se disocian y la temperatura real del líquido, en otras palabras, el grado de sub-enfriamiento se entiende como la diferencia de temperatura en la que el punto de disociación del hidrato se deshace después de tratar el sistema con un inhibidor, este concepto es muy importante ya que el grado de sub-enfriamiento determina el tipo de inhibidor de hidratos que se debe utilizar.

La inyección de antiaglomerantes puede ser más eficaz incluso en caso de paros prolongados para lograr evitar la aglomeración de los núcleos de hidratos.

Inhibidores más comunes para hidratos

Después de la clasificación ya mencionada podemos observar que existe un gran número de inhibidores para tratar la depositación de hidratos, actualmente en operaciones de producción de hidrocarburos en tirantes de aguas profundas la inyección de metanol (ver **Figura 4-9**) es uno de los químicos más recomendable por su bajo costo y eficiencia.

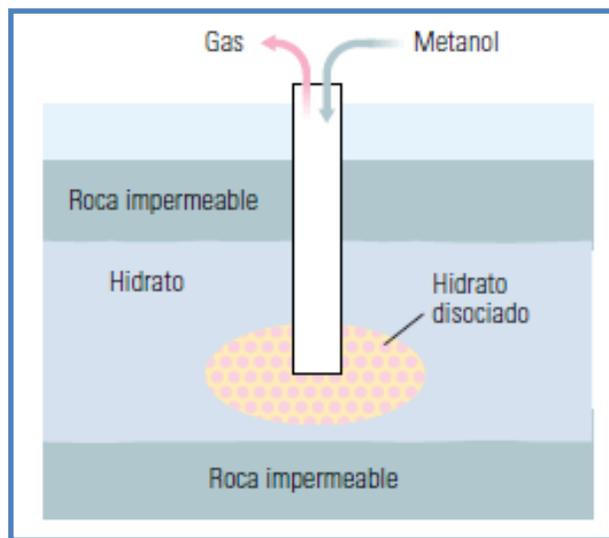


Figura 4- 9 Inyección de metanol.

◆ Metanol

El metanol es un inhibidor térmico que evita la formación y precipitación de los hidratos, se disuelve en porcentajes del 10 al 40 por ciento en peso en el agua para evitar la formación de los hidratos, en operaciones se utiliza una solución acuosa que ayuda a estabilizar el metanol y evitar la vaporización a temperaturas elevadas.



La inyección de metanol en tirantes de aguas profundas se requiere para evitar la formación de hidratos principalmente en las líneas de flujo especialmente cuando tienen una larga distancia de enlace entre el árbol submarino de producción y la estructura superficial.

◆ Inhibidores de baja dosificación de hidratos (LDHI)

Otro inhibidor común son los LDHI que presentan una ventaja para los costos de operación, son considerados como inhibidores antiaglomerantes y han sido una opción para reemplazar el uso de metanol por estos compuestos (PVP polivinilpirrolidona), esto permitió reducir el costo de tratamiento en más del 50 por ciento siendo el inhibidor más efectivo.

El uso de dosis bajas de inhibidores LDHI permite ser una estrategia adecuada para el aseguramiento de flujo en los sistemas de producción submarinos, además tiene flexibilidad para utilizarse en combinación con otros productos químicos.

Inhibidores de ceras

Los inhibidores de ceras parafinicas proporcionan un medio efectivo para reducir los ritmos de depositación, trabajan sobre la estructura de la parafina para evitar que se aglomeren y adhieran a la pared de la tubería.

Su principio de funcionamiento está basado en encapsular los cristales de parafina evitando su aglomeración, estos inhibidores pueden ser; surfactantes que cambian la mojabilidad de la parafina y aditivos que permiten reducir el punto de licuefacción, la viscosidad y el esfuerzo cedente del aceite, pero no pueden evitar la precipitación de las parafinas.

Las recomendaciones para la aplicación de inhibidores son:

- ◆ Buscar la disminución del punto de licuefacción.
- ◆ Seleccionar los inhibidores en base a las pruebas de laboratorio.
- ◆ La aplicación de los inhibidores debe ser preventiva.



- ◆ Determinar el tipo de inhibidor de acuerdo con las propiedades del aceite que se produce en el pozo.
- ◆ Los inhibidores comerciales pueden inhibir el ritmo de depositación de la parafina pero no la eliminan.
- ◆ La eficiencia del inhibidor depende de la temperatura.
- ◆ Los ritmos de inyección se encuentran entre 200 a 1,000 [ppm], y se recomienda disolverlos en solventes como el Tolueno o el Xileno.

Dentro de los tratamientos químicos para la inhibición de ceras se encuentra; los solventes, los PPD y algunos químicos especiales.

Solventes

El tratamiento químico incluye el uso de solventes como lo son; el xileno, tolueno, benceno, tetracloruro de carbono, tricloroetileno, percloroetileno, disulfuro de carbono y terpenos. Estos compuestos deben tener una alta gravedad específica que ayudará a los solventes a penetrar y disolver los depósitos de parafina.

El uso de algunos solventes mencionados son problemáticos ya que pueden contaminar y alterar la composición de los hidrocarburos, en el caso de que se utilicen disolventes aromáticos tienen un bajo peso específico y es difícil utilizarlos en el fondo mientras que el sulfuro de carbono es altamente eficaz pero es altamente inflamable con vapores tóxicos.

Dispersantes y detergentes

El uso de dispersantes y detergentes funcionan al causar que las moléculas de parafina sean removidas de superficies y metales, los asfaltenos a veces pueden actuar como dispersantes de forma natural bajo ciertas condiciones.

La función de los removedores y dispersantes de parafinas es dispersar, penetrar y quebrar los depósitos de parafinas, así como evitar que los depósitos de estos compuestos se aglomeren y crezcan.



Pueden formularse para dispersar parafinas en solución de hidrocarburos o en agua, solo se requiere en ese caso un efecto humectante extra para que las parafinas se dispersen en la fase acuosa.

Mejoradores de flujo (PPD)

Los PPD (pour point depressors) son mejoradores de flujo, este grupo funciona mejorando las propiedades de flujo y evitando la formación de gel del hidrocarburo en temperaturas más bajas que las temperaturas de aparición de los cristales de parafinas insolubles.

La verdadera temperatura de separación de los cristales de parafina es la WAT (temperatura de aparición de ceras) que en general es superior de 41 a 68 [°F] al punto de escurrimiento.

El objetivo de los PPD es debilitar la estructura de las fuerzas del flujo logrando así mejorar las propiedades del mismo como reducción de la viscosidad y otras propiedades reológicas.

Los mejoradores de flujo son materiales poliméricos que impiden la depositación de parafinas al evitar que las moléculas se aglomeren y precipiten, sin embargo se limitan dependiendo del tipo de crudo, esto hace que su uso sea más estricto en ciertas condiciones ya que si no es compatible con los hidrocarburos su uso no es eficiente.

Inhibidores de asfaltenos

Varios problemas de aseguramiento de flujo se asocian con la precipitación de asfaltenos y su depositación, la experiencia reciente de la industria muestra que la inhibición en lugar de la eliminación de depósitos de asfaltenos es más rentable.

Dado que los inhibidores son sintéticos, su composición es aún más optimizada en el laboratorio (ver **Figura 4-10**) y esto repercute en el rendimiento para adaptarse a los hidrocarburos, los inhibidores evitan la desestabilización y la depositación de asfaltenos en un amplio rango de presiones, temperaturas y condiciones ambientales.

Dentro de los inhibidores se ha descubierto que el éster y éteres son excelentes inhibidores de la depositación de asfaltenos, así como existen otros dos tipos de inhibidores que se utilizan frecuentemente; los solventes que suelen ser los mismos que se utilizan para las ceras parafinicas y el ácido dodecibencen sulfónico que es el principio activo para la elaboración de detergentes.



Figura 4- 10 Pruebas para la remoción de asfaltenos en el laboratorio.

Inhibidores de incrustaciones

La eliminación de incrustaciones puede ser una de las estrategias mas costosas, por ello se hace gran énfasis en elaborar una estrategia adecuada, la disolución de incrustaciones de carbonato es simple sin embargo la disolución de las incrustaciones insolubles en ácido son complejas.

El método de inhibidores de incrustaciones es considerado como un método preventivo pero no de eliminación, para determinar si se requiere solo de un tratamiento de prevención a través de inhibidores se estudian las fuerzas de depositación y la textura sobre la cual se ha depositado la incrustación.

Prevención de incrustaciones

La prevención de incrustaciones por inhibición química es el mejor método a comparación de la remediación mecánica, los métodos pueden ser simples como la disolución y muy avanzados si se utilizan inhibidores más complejos estructuralmente que ofrezcan una mayor rentabilidad.



La disolución es un método que se emplea principalmente en los pozos con alta salinidad, la disolución requiere continuamente los suministros de agua dulce en el pozo para reducir la saturación de los ingredientes que forman la composición de la incrustación.

Existen inhibidores para pequeñas depositaciones de incrustaciones que comúnmente se denominan "quelato", estos pueden controlar la precipitación de incrustaciones pero sólo en un nivel limitado de sobresaturación.

Uno de los principales problemas en el uso de inhibidores para incrustaciones es la relación costo-eficiencia ya que no resulta muy conveniente para la rentabilidad de proyectos.

Los inhibidores con mayor complejidad son los cinéticos y estos interactúan químicamente con las incrustaciones para inhibir el crecimiento de cristales, esta técnica es muy recomendable para la prevención de ellos.

El principal funcionamiento de los inhibidores de incrustaciones es bloquear la aglomeración de estos compuestos, en el caso de estos tratamientos se desea mantener la incrustación con un tamaño mínimo para que al inyectar el químico se desmorone el compuesto, la concentración necesaria de los inhibidores es muy importante ya que determinara la eficiencia del tratamiento, los inhibidores cinéticos puede ser 1,000 veces menor en comparación con los inhibidores de quelantes, por lo tanto económicamente son mucho más atractivos y más eficientes.

Los inhibidores de incrustaciones cuando se diseñan para hacer que sean absorbidos en la formación de la matriz o precipiten en los poros pueden hacer maravillas en la prevención de incrustaciones en un período de tiempo suficiente siempre y cuando el tratamiento está bien diseñado y ejecutado, esto para mantener la productividad del pozo evitando daños al sistema submarino de producción y desbloquear las líneas a través de la cuales viajan los fluidos.



Inhibidores de corrosión

Para un tratamiento de inhibición de la corrosión es importante principalmente la composición del fluido producido, la química del agua y las condiciones de funcionamiento y régimen de flujo.

Los inhibidores de corrosión para un proyecto en tirantes de aguas profundas a menudo son seleccionados antes de iniciar la producción, esto hace más difícil el elegir el inhibidor adecuado debido al gran número de factores que pueden cambiar durante la vida productiva del pozo, estos factores pueden ser; la composición de la salmuera, temperatura, presión, esfuerzo cortante, porcentaje de agua y gas.

La inhibición de la corrosión es un tratamiento que reduce la velocidad de corrosión en el metal por la adición al sistema de un compuesto químico en contacto con la solución.

Las consideraciones que son importantes para elegir un inhibidor de corrosión son:

- ◆ Condiciones del sistema de producción submarino en aguas profundas.
- ◆ Modelo multifásico para la evaluación de los riesgos de corrosión.
- ◆ Pruebas de laboratorio para la selección del inhibidor de la corrosión y sea compatible con los fluidos producidos.
- ◆ La selección de un inhibidor de corrosión para un conjunto específico de condiciones en el sistema de producción submarino.
- ◆ Compatibilidad con otros químicos que pueden ser inyectados y logran reducir la eficiencia del inhibidor.

Inhibidores más comunes para la corrosión

Los mecanismos de inhibición pueden ser un poco complejos, uno de los inhibidores que comúnmente se usa son las aminas orgánicas que tienen como función el ser adsorbidas sobre los sitios anódicos y catódicos y anula la corriente de corrosión.



Los inhibidores orgánicos logran formar una película protectora sobre la superficie metálica que controla la difusión de los iones corrosivos o moléculas hacia el metal que se desea proteger. Algunos ejemplos de estos compuestos son: las aminas, amino amidas, imidazolininas, sales cuaternarias de aminas, piridinas y tioles.

Existen una gran variedad de inhibidores que están basados en amidas y que permiten neutralizar el bióxido de carbono y logran así proteger el sistema contra la corrosión causada por la presencia de CO_2 en superficies metálicas de sistemas de condensados y de vapor de agua.

En el caso de inhibidores basados en imidazolina, es un inhibidor orgánico y su función es similar a la de las amidas sin embargo muestra muy lenta eficiencia de inhibición cuando se requieren grandes concentraciones e inclusive puede ser capaz de promover la corrosión cuando se encuentra en bajas concentraciones.

La razón por la cual la imidazolina ha sido considerada como un buen inhibidor de corrosión es por su estructura ya que la geometría que presenta permite favorecer la adsorción a través del enlace que se forma.

4.3.3 Remediación mecánica

La remediación mecánica se realiza a través de la corrida de diablos, el cual es un proceso importante de limpieza de tuberías en tirantes de aguas profundas, entre los beneficios que se obtienen se encuentran:

- ◆ La producción se incrementa.
- ◆ Los fluidos producidos son más limpios.
- ◆ Se requiere una menor presión para bombear los fluidos producidos.
- ◆ Se mantiene en óptimas condiciones al eliminar los depósitos como ceras parafínicas e incrustaciones en las líneas de flujo.



Un diablo es el objeto que empuja fluidos a través de la tubería, es fabricado de materiales de alta calidad, que son muy resistentes y a la vez flexibles. Los diablos están disponibles en varias formas y se hacen de varios materiales¹².

Para identificar los problemas de obstrucción en el sistema de tuberías es crucial conocer el proceso de la operación y prevenir los problemas que pueden presentarse, los estudios se realizan con ayuda de simuladores de flujo.

El proceso (ver **Figura 4-11**) de limpieza es mejor conocido como “corrida de diablo”, este término describe un método mecánico de cambiar de sitio un líquido en una tubería o para limpiar parafinas, asfaltenos, incrustaciones, corrosión y otros depósitos acumulados en el interior de la tubería, permitiendo dar integridad interna del sistema que requiere su uso.

Es importante para la remediación mecánica conocer la localización exacta y el grado de severidad de la obstrucción de las tuberías para determinar la estrategia de operación de raspado a través de las corridas de diablos.

Para conocer la localización de las zonas obstruidas se utilizan métodos modernos, estos pueden ser la exploración en tuberías a través de rayos gamma y la presión distribuida con control de la temperatura.

En el caso del escáner de rayos gamma de absorción se puede identificar con precisión la localización y gravedad de la obstrucción debido a la formación de sólidos y la depositación de estos en tuberías, mientras que con la medición de datos de presión y temperatura a través de la fibra óptica (que distribuyen la medición) puede identificar la ubicación de la obstrucción y la gravedad de la depositación sobre la base de control de la presión baja, es un método que puede transmitir información continua en tiempo real sin embargo se requiere más exigencia en su diseño y esto hace que la construcción de la tubería se convierte en un trabajo especializado.

Los diablos son una herramienta muy útil que se utiliza para raspar los depósitos que se han formado en las tuberías y su uso se ha hecho más frecuente.

Las nuevas tecnologías que ofrece este método hace posible realizar internamente un registro de la tubería para los sitios de depósitos sólidos, espesor de la pared, nivel de afectación de corrosión, el gasto del flujo y los datos de temperatura que en conjunto brindan información que ayuda a elaborar otras estrategias de acción correctiva.

La mayor dificultad es que a veces los equipos pueden quedar atrapados ya que los depósitos que son muy pesados y hacen que la recuperación del sistema requiera una mayor intervención y el cierre de operación de todo el sistema de producción submarino.

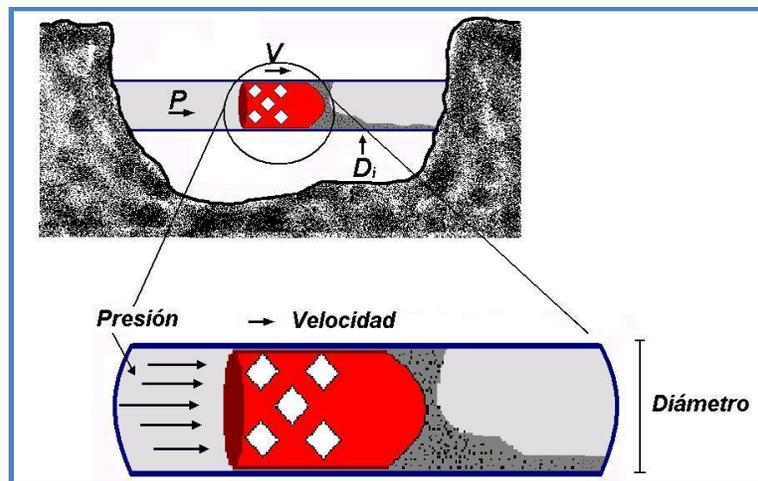


Figura 4- 11 Funcionamiento de la corrida de diablo.

Los principales problemas que deben considerarse es que la operación también causan bacheos gigantes y puede descontrolar la operación del pozo si no se calcula bien la capacidad adecuada para el manejo del bacheo en superficie, así como también se necesitan tuberías que deben ser lo más fuerte estructuralmente.

En operaciones (ver **Figura 4-12**) en tirantes de aguas profundas la mayor preocupación es la velocidad de llegada del diablo ya que la rectitud del sistema y la recepción del diablo limitan la máxima velocidad de llegada del diablo. En casos de sistemas en aguas profundas con riser del orden de unos pocos miles de metros de altura, la velocidad de llegada del diablo es muy grande, esto es causado por la columna de líquidos del riser.

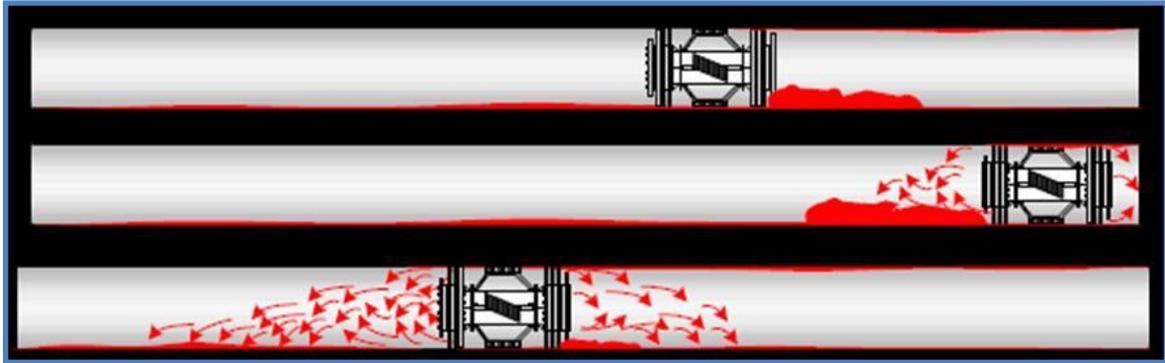


Figura 4- 12 Operaciones en tuberías con corridas de diablos.



Lista de figuras y tablas

Figura 4-1 “Aseguramiento de la producción submarina”, Oilfield Review, Schlumberger, Verano de 2005.

Figura 4-2

http://www.telecable.es/personales/albatros1/calor/transferencia_de_calor_032_co_eficiente_global.htm

Figura 4-3 OTC 14119, “Application of Insulation Materials for Deepwater Subsea Completion and Production Equipment”, Dwight Janoff and Janardhan Davalath, FMC Energy Systems, 2002.

Figura 4-4 OTC 14119, “Application of Insulation Materials for Deepwater Subsea Completion and Production Equipment”, Dwight Janoff and Janardhan Davalath, FMC Energy Systems, 2002.

Figura 4-5 “Vacuum-Insulated Tubing For Subsea Completions”, Subsea Technology, This article was submitted to JPT by Steven Feeney, Diamond Power Specialty Co., Agosto 1997.

Figura 4-6

<http://www.itp-interpipe.com/>

Figura 4-7

<http://www.spe.org/spe-app/spe/jpt/2007/09/TechApps.htm>

Figura 4-8 Artículo “Flow Assurance And Multiphase Pumping”, a Thesis by Hemant G. Nikhar, Texas A&M University, Diciembre 2006.

Figura 4-9 “El creciente interés en los hidratos de gas”, Oilfield Review, Schlumberger, Otoño 2000.

Figura 4-10

http://www.geoestratos.com.mx/geoestratos/index.php?option=com_content&view=article&id=132&Itemid=121&lang=es

Figura 4-11 Fragoso, R. Elvis, Pemex, “Estudio Numérico de la Corrida de Diablos para el Mantenimiento de la Producción en Oleoductos”, 2007.

Figura 4-12 Presentación “An Integrated Approach to Combating Flow Assurance Problems”, Allan Browne & Laurence Abney, Halliburton, SPE Bergen, Abril 2006.



CAPÍTULO 5

APLICACIÓN DEL

ASEGURAMIENTO

DE FLUJO



CAPÍTULO 5

“APLICACIÓN DEL ASEGURAMIENTO DE FLUJO”

El proceso para producir hidrocarburos en tirantes de aguas profundas representa grandes retos que son considerados en la función del aseguramiento de flujo, por lo cual el objetivo de este capítulo es mostrar la importancia que tiene su aplicación a través de proyectos que se han desarrollado en todo el mundo y que han permitido no solo tener éxito en la producción de aceite y gas, sino también lograr mayor flexibilidad y seguridad en operaciones con mayores tirantes de agua.

La función del aseguramiento de flujo necesita la innovación de tecnologías y en los campos que se mencionaran a continuación se explicaran algunas de estas, ya que han sido fundamentales para mejorar el proceso de producción.

Es de suma importancia evaluar todos los factores técnicos y económicos para extraer la mayor cantidad de hidrocarburos en ambientes extremos por lo cual es necesario mejorar las técnicas con las que hoy se cuentan, y los campos que ya se han explotado anteriormente pueden aportar experiencia para el desarrollo de tecnologías futuras que consideren todos los riesgos posibles.

La industria petrolera en México requiere la experiencia de otros países que ya han desarrollado áreas petroleras que cuentan con tirantes de agua mayores a los 500 metros, las técnicas y herramientas con mayor tecnología pueden ser una ventaja para llevar a cabo la explotación de zonas productoras, la dificultad está siempre presente en estas actividades, pero el potencial de recursos energéticos hace necesario desarrollar proyectos en donde la aplicación del aseguramiento de flujo sea indispensable para así lograr dichas actividades en menor tiempo y costo.

5.1 Aplicación del Aseguramiento de Flujo en el Golfo de México

El área que pertenece a EUA en el Golfo de México es la zona donde mayor número de campos han sido desarrollados y algunos han representado dificultades que han sido consideradas en la aplicación del aseguramiento de flujo.

El área del Golfo de México a finales de 1990 comenzó una nueva etapa, debido al gran interés en las zonas con potencial de aceite y gas en aguas profundas, en ese momento la economía era favorable para iniciar con el desarrollo de los campos descubiertos, así como con la ley denominada “The Deep Water Royalty Relief Act” mejor conocida como la “Ley de Ayuda” promovía la explotación de yacimientos petroleros en alta mar, esto facilitaba los contratos de arrendamiento que estaban expuestos a grandes riesgos, así que tanto la economía como el aspecto legal fueron factores que permitieron una mayor accesibilidad para que proyectos a desarrollar en estas áreas aceleraran sus actividades.

5.1.1 “Na Kika”^{15, 16}

◆ Descripción del campo

Na Kika fue desarrollado a través de 5 campos de aceite y gas en el Cañón de Mississippi, la zona se encuentra a 140 kilómetros aproximadamente del sureste de Nueva Orleans (ver **Figura 5-1**) y fue considerado como el campo en aguas ultraprofundas mas importante en el mundo debido a que los tirantes de agua de cada campo van desde los 1,770 a 2,135 metros.



Figura 5- 1 Ubicación del campo Na Kika.

Los 5 campos fueron nombrados; Ariel, Kepler, Fourier, Herschel y Anstey, y conforme avanzó el proyecto se adicionó un sexto campo nombrado Coulomb. Na Kika es el nombre del Dios Pulpo y fue nombrado así por su diseño (ver **Figura 5-2**) ya que su estructura se asemeja al cuerpo de un pulpo. Durante la fase de desarrollo el campo era operado por la compañía Shell quien fue responsable del diseño, fabricación e instalación de la estructura flotante, así como del sistema de producción submarino y de la perforación de los primeros diez pozos.

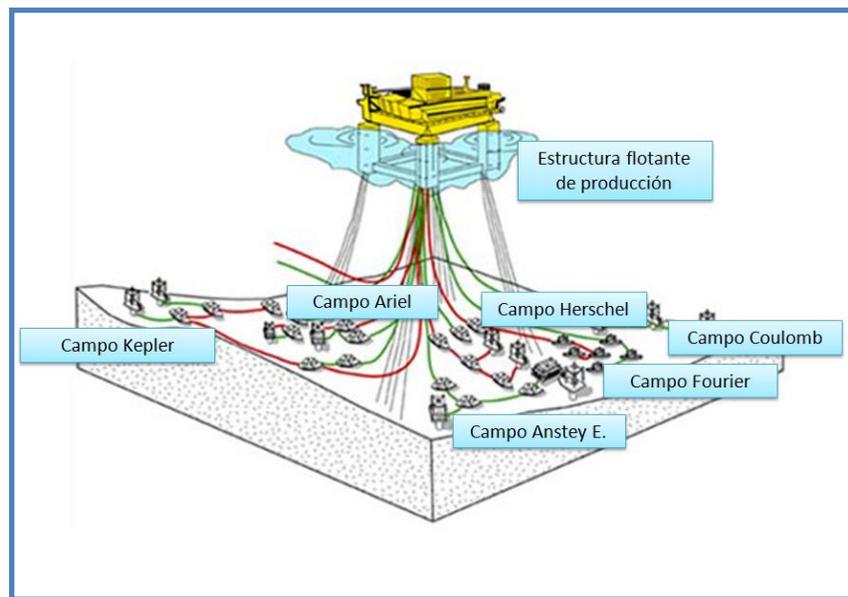


Figura 5- 2 Diseño de la estructura del campo Na Kika.

En cuanto a la etapa de producción la compañía operadora fue BP (British Petroleum), quien es responsable de la operación de la plataforma, las principales compañías que llevan a cabo el desarrollo del proyecto Na Kika son Shell y BP.

Los campos Kepler, Ariel y Herschel producen aceite mientras que Fourier, Coulomb y la parte oriente de Anstey son principalmente de gas.

Las perforaciones de los pozos se realizaron entre el 2001 y 2002 por la compañía The Transocean Marianas y los pozos fueron terminados entre el 2002 y 2003, este proyecto marcó un gran desarrollo tecnológico debido a que se requirió el uso de terminaciones inteligentes en los pozos para atacar zonas múltiples.



◆ Descripción del sistema de producción

En el sistema de producción se utilizó una configuración satelital es decir pozo con terminación a línea de flujo, utilizando un aislamiento de tuberías con un sistema de tubería en tubería mejor conocido como pipe-in-pipe (PIP), mientras que los pozos de gas fluyen a través de líneas de flujo sin aislamiento.

Los árboles submarinos de producción y jumpers fueron fabricados por la compañía FMC Technologies.

Para facilitar el transporte de los fluidos producidos de todos los campos a la instalación flotante de producción se requirieron tres sistemas de líneas de flujo y se describirán a continuación con más detalle:

- Sistema 1: En los campos Ariel y Kepler donde se produce aceite se requirió un sistema PIP (pipe-in-pipe), con tuberías de 16 y 10 pulgadas, los fluidos producidos de ambos campos viajan aproximadamente 40 kilómetros hacia el noroeste de la instalación de producción. Estos campos son desarrollados con 5 pozos, cada pozo está conectado en cadena para recolectar la producción en conjunto, la línea de flujo se encuentra en descenso y el tirante de agua a lo largo de esta línea va desde los 854 hasta los 2,135 metros.
- Sistema 2: Los campos Fourier y Herschel también producen aceite y se instaló un sistema PIP con tuberías de 12 y 8 pulgadas, los fluidos producidos viajan hacia el sur de la instalación de producción alrededor de 41 kilómetros, en este caso solo se produce aceite con 2 pozos, la línea de flujo a través de la cual viajan los fluidos tiene una condición ascendente y el rango de tirante de agua es aproximadamente de 1,930 a 2,100 metros.

- Sistema 3: Fourier y Anstey E. son campos que producen gas y utilizan tuberías sin aislamiento de 31 pulgadas, el gas viaja aproximadamente 49 kilómetros hacia el sur del sistema de almacenamiento, se utilizan 3 pozos submarinos de gas para su producción y se encuentran estructurados en cadena para que el gas sea transportado hasta las instalaciones en superficie, su línea de flujo además se encuentra en ascenso con tirantes de agua entre los 1,930 a 2,100 metros.

Los sistemas de producción cuentan con un control avanzado para evitar el bacheo del flujo con el uso de un sistema artificial de producción a través de la inyección de gas, el sistema utiliza un control automatizado en el proceso, así como un modelado dinámico, el SAP se encuentra instalado en el riser y la finalidad de su uso es para mejorar el proceso de producción y permitir mejorar el tratamiento de agua producida.

Para el proyecto se requirió el uso de una plataforma semisumergible que se basa en cuatro columnas de acero (ver **Figura 5-3**), su casco pesa aproximadamente 20,000 toneladas y su superestructura cuenta con 4 módulos-cuartos para 60 personas, así como cuenta con un área de instalaciones para separar y llevar a cabo la deshidratación y tratamiento de los fluidos.



Figura 5- 3 Plataforma semisumergible para el campo Na Kika.

El amarre de la plataforma está asegurado por 16 piernas en catenaria, así como la línea de cable se extiende por una distancia de 2,013 a 2,530 metros de la ubicación de la plataforma.



◆ Descripción del proyecto a futuro

El proyecto Na Kika además está planeado para desarrollar nuevos pozos, en el 2011 se pretende adicionar el campo llamado Isabela, aunque no se tiene mucha información sobre el avance de este.

La Noble Energy solicitó un permiso para las operaciones de terminación en el campo Isabela en el 2010 sin embargo el permiso hasta septiembre de ese año no tenía aprobación.

El campo Isabela tiene un tirante de agua aproximadamente de 1,980 metros y se encuentra ubicado a 150 kilómetros del sureste de Nueva Orleans, las operaciones de perforación iniciaron en febrero de 2007 y los hidrocarburos se encuentran almacenados en dos yacimientos denominados de alta calidad.¹³

◆ Aplicación del Aseguramiento de Flujo

El desarrollo del proyecto Na Kika a resultado complicado para el aseguramiento de flujo, ejemplo de ello es que en el 2004 durante el arranque del sistema en la parte norte algunas operaciones resultaron difíciles debido a los problemas causados por varios cierres en el sistema submarino de producción, estos problemas resultan complejos y comunes en la producción de hidrocarburos en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas, la formación de hidratos, el bacheo del flujo y las actividades de arranque son un ejemplo de la dificultad que se presenta en el estudio del aseguramiento de flujo.

Los factores que afectan el aseguramiento de flujo en Na Kika son principalmente causados por la acumulación de sólidos y estos son:

- Hidratos: El manejo del control de hidratos se realizó en dos fases, dependiendo de las características del área. Una de las fases fue desarrollada en donde las líneas de flujo se ubican en descenso y se utilizó una estrategia no convencional para mantener controlada la formación de estos compuestos.

En el caso de la zona sur, donde la línea se encuentra en ascenso y se transporta gas, se requirió un método convencional, ambas fases se explicaran mas adelante con mayor detalle.

- Parafinas: La posible formación de parafinas fue estudiado en los yacimientos de aceite que se desarrollaron en Na Kika, sin embargo la depositación de estas no era un problema en las líneas sin aislamiento durante la vida productiva de cualquiera de los campos y solo se instaló sistemas preventivos para posibles acumulaciones que se presenten en un futuro.
- Asfaltenos: Los fluidos en la línea de flujo reportaban una baja presión, además contenían una cantidad de gas debido al BN que condujo a realizar un estudio extenso para entender la estabilidad y depositación de asfaltenos, fue así que se concluyó que estos compuestos solo se presentarían en el campo Fourier donde se produce aceite es decir en la parte sur del circuito de producción.
- Incrustaciones: La salinidad de Na Kika se consideraba baja alrededor de 6 a 13 por ciento (rango moderado), por ello se realizaron estudios con las muestras de agua tomadas durante la perforación de los pozos con lo que se determinó que no existía ninguna posibilidad de depositación de incrustaciones en los pozos del proyecto.

Las estrategias de operación se dividieron de acuerdo al área en la que se encuentran ubicados los yacimientos (ver **Figura 5-4**):

Área Norte

Área Sur

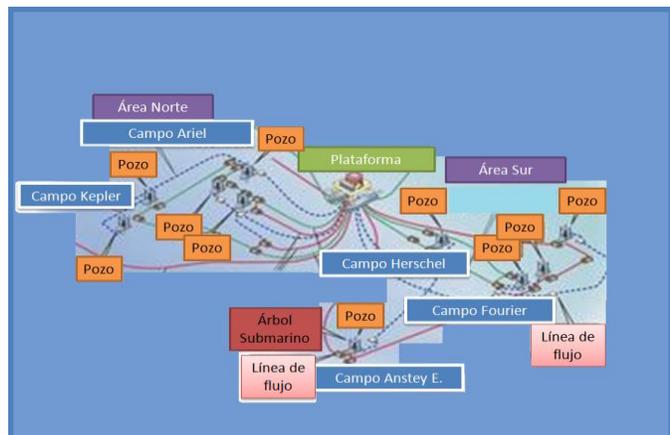


Figura 5- 4 Área norte y sur del proyecto Na Kika.



Área Norte: El área produce fluidos de 12 zonas diferentes los cuales presentan una variación muy pequeña en las propiedades físicas y químicas, por lo cual la necesidad de realizar el proyecto en conjunto para reducir los costos del proyecto trajo como consecuencia que estos fluidos se mezclaran en una sola corriente, las propiedades se generalizaron y se reporto que la gravedad API del aceite producido en esta zona es de 28 grados aproximadamente y la relación gas aceite es alrededor de 1,100 [pie³/bl] dato registrado ya con la presencia del gas que es inyectado a través del sistema artificial de producción para el levantamiento de fluidos.

En la parte norte se utilizó una estrategia de aislamiento para proveer una retención de calor suficiente que permitiera evitar la depositación de parafinas e hidratos durante condiciones de flujo estable, esto durante la vida productiva del campo, sin embargo el estudio en el aseguramiento de flujo determinó que cuando el gasto del flujo sea menor cambiarían las condiciones en los campos y aumentaría la preocupación por la formación y acumulación de hidratos y parafinas en el sistema.

Como tratamiento a la reducción del gasto de flujo se determinó el uso de un SAP a través de la inyección de gas continuo para adicionar potencia a la circulación del aceite.

El material para el aislamiento cuenta con un “*U*” (coeficiente de transferencia de calor) para lograr un mínimo de 12 horas de enfriamiento. En el caso de reiniciar las operaciones después de un paro en el sistema de producción, es utilizado un inhibidor para controlar la formación de hidratos en el sistema, este inhibidor fue el metanol y se determinó que en el futuro se requeriría de un inhibidor más flexible como lo es el LDHI (inhibidor de hidratos de baja dosificación).

Otra estrategia es la circulación de aceite caliente como sistema de precalentamiento y esto permite reducir la dosis de metanol que se requiere, esto ayuda no solo en el aspecto económico sino en la seguridad de las operaciones.

En esta área la preocupación mayor es la ruta de la línea de flujo descendente, donde el flujo experimenta una mayor inestabilidad conocido como bacheo, el cual tiene graves consecuencias en la producción de los fluidos, así que la instalación del sistema artificial de producción en el riser basado en la inyección de gas mitigaría este problema.

La instalación del sistema requiere de una configuración de tubería en tubería (PIP) en el riser para que el espacio anular entre ambas tuberías pueda ser el lugar por donde el gas viaje, este tipo de sistema ha sido utilizado anteriormente con un riser concéntrico en campos en África, la **Figura 5-5** ilustra un ejemplo del mismo.

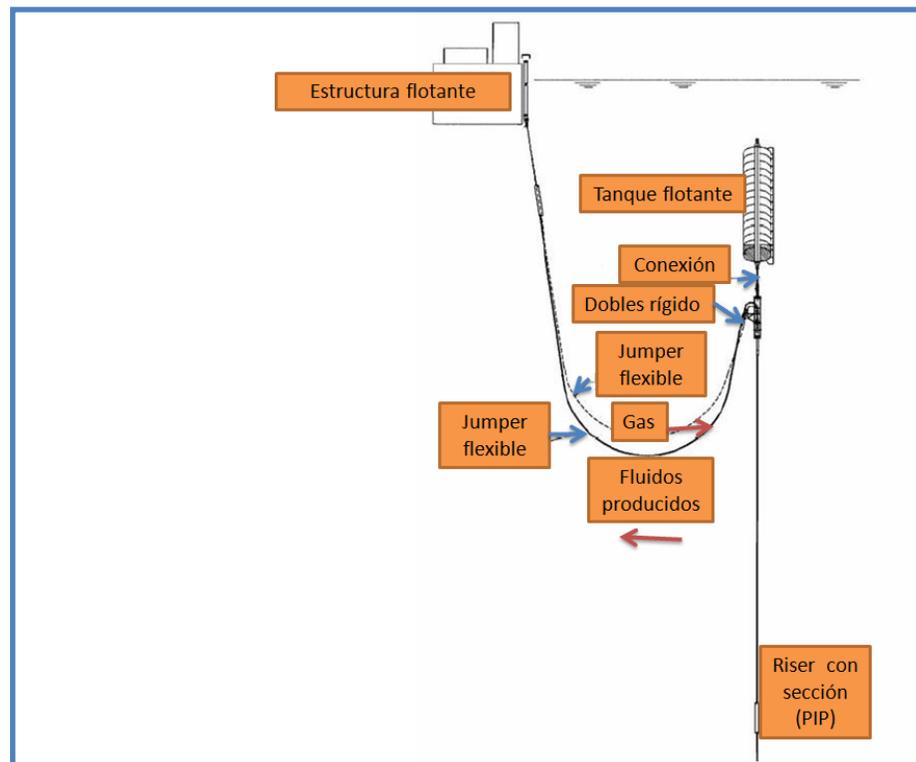


Figura 5- 5 Sistema de riser concéntrico con instalación de BN.

Área Sur: En esta área también se mezclan los fluidos provenientes de 4 zonas diferentes y las propiedades de los fluidos son similares a la del área norte, en cuanto a la densidad del aceite es de 28° API aproximadamente y la relación gas aceite se encuentra en un rango de 1,100 a 1,200 [pie³/bl] dependiendo de cada uno de los pozos.



En el área sur también se encuentran produciendo 5 pozos, se realizaron los mismos estudios y determinación en cuanto a las estrategias para el aseguramiento del flujo en esta zona, se utilizó el aislamiento para retener el calor y proveer un tiempo mínimo de 12 horas de enfriamiento, además se considero la estabilidad y depositación de hidratos y parafinas resultando similar al área norte, como método de control se inyecta metanol y se utiliza un sistema de precalentamiento circulando aceite caliente.

En cuanto a los cierres de producción se requiere de un sistema de limpieza para reducir la presión en la línea de flujo y evitar así la precipitación de hidratos, si el cierre es por más de 6 horas se tiene que usar la circulación de aceite muerto antes de reiniciar la operación y el sistema será tratado con un inhibidor de hidratos antes del paro de operación. Para el bacheo no se determinó que fuera un problema a menos que el flujo fuera relativamente bajo y en ese caso si se necesitaría la inyección de gas para elevar los fluidos hasta la estructura superficial.

Área sur para la producción del gas: En el área sur se determinó una estrategia para la producción de gas, las propiedades de los fluidos dependen del campo en el que se producen y pueden ser caracterizados como gas seco o húmedo, la producción principalmente del campo Fourier es de gas húmedo y se produce una cantidad de condensados de aproximadamente 35 [bl/MMpie³].

En cuanto al campo Anstey E. produce gas seco con una producción de condensados de un poco menos de 2 [bl/MMpie³]. La zona sur produce con 3 pozos y la estrategia de operación es muy simple para las actividades de paro y arranque en la producción de los pozos, se utiliza continuamente inhibidores de hidratos MEG (Mono-Etileno-Glicol).

Asfaltenos en campo Fourier

Las evaluaciones en el campo Fourier determinaron problemas con la estabilidad de asfaltenos, el mayor problema en este campo fue que no se contaba con muestras disponibles de los distintos aceites que se producen.



Fue hasta el año 2000 que se logró obtener muestras, la cual era una mezcla de aceite y condensado para simular si se presentarían condiciones favorables de precipitación de asfaltenos en las líneas de flujo. Para conseguir que no existiera ninguna posibilidad de precipitación de asfaltenos en las tuberías se usó un sistema de inyección en el fondo del pozo de productos químicos, los pozos contaban con sistemas inteligentes para controlar el proceso de inyección.

Sin embargo se encontraron complicaciones en el sistema umbilical que llevó a la incapacidad de inyectar inhibidores de asfaltenos desde el fondo del pozo, por lo cual la estrategia a la que recurrieron fue inyectar un inhibidor cuando la producción de dos zonas productoras fuera mezclada ya que la inyección continua de un inhibidor no era posible realizar por sí sola.

Un riesgo que favorecía la formación de asfaltenos era los paros de producción en condiciones de flujo cuando había un cambio en la estructura del suelo marino, la batimetría podrían inducir una depositación de asfaltenos y como consecuencia dañar la formación.

Parafinas en el campo Fourier

En el campo Fourier se encontró un depósito de parafinas a la salida del riser donde se transporta el gas, debido a esto se realizaron pruebas para determinar las condiciones de flujo que propiciaron la depositación de estos compuestos en el sistema de las líneas submarinas, se evaluó una estrategia a través de la remediación mecánica para la eliminación de estos compuestos sin embargo fue vista como riesgosa ya que el diablo de limpieza viajaría casi 49 kilómetros y existía una incertidumbre grande de que las operaciones tuvieran éxito, una segunda opción fue el uso de inhibidores de parafina, aunque esta opción también se descartó debido a que el sistema era un factor limitante ya que su estructura no contaba con características suficientes para soportar la inyección de productos químicos. Para evaluar las condiciones a depositarse ceras parafinicas en las líneas de flujo en un grado mayor, se llevó a cabo un análisis de laboratorio y un modelado más extenso para la predicción de estas.



Lo más importante era determinar la temperatura de formación de las ceras, ya que con esto el resultado sería favorable y como resultados se tendría ningún riesgo de formación de parafinas dentro del proceso de producción en las líneas de flujo, así se evitarían las operaciones de limpieza con remediación mecánica o el uso de inhibidores.

◆ Tecnologías en la aplicación del Aseguramiento de Flujo

Para Na Kika se realizó un modelo termo hidráulico que inicio a finales de 1997 y que mantuvo su estudio hasta el 2003, ya que la producción de los campos presentaba complejas consideraciones que se deberían tener para el diseño de las instalaciones de producción, el modelo para simular el proceso fue realizado para las tres áreas; área norte, área sur y el área sur para la producción de gas, el estudio llevo a realizar modelos a través del paquete de simulación HYSIS, el cual era extenso ya que se tenía que considerar el control de formación de hidratos, parafinas, bacheo del flujo, en diversos escenarios y verificar el rendimiento bajo diversas condiciones de operación para determinar el diseño, la eficiencia en la operación del sistema de producción y las estrategias para el aseguramiento de flujo.

El modelo en estado transitorio fue desarrollado más a detalle utilizando el simulador OLGA, en donde se observó la complejidad debido a las condiciones que se aplicaron al modelo y los resultados obtenidos de la simulación de las operaciones de arranque del sistema, los paros en la producción, las operaciones de limpieza y la circulación de aceite muerto permitieron que como resultado pudiera incorporarse nuevas consideraciones tanto en el diseño y operación de los sistemas de producción, ejemplo de esto es el uso de inyección de químicos, el descartar el uso de remediación mecánica y el uso de un sistema artificial de producción con inyección de gas.



Sin embargo aunque se realizó un extenso análisis con el uso de herramientas tecnológicas para la simulación uno de los problemas en el modelo fue el cálculo de la temperatura de llegada del gas en el riser, ya que el modelo en estado estacionario predijo que el gas llegaría con una temperatura mayor a la que se reporto, para evitar este problema se requirió recubrir con termo-plástico la parte superior del tubo del riser de aproximadamente 609 metros de longitud, el cual tenía como propósito resistir la corrosión y crear una barrera de asilamiento en la columna de agua evitando que el agua de mar afecte la temperatura del gas a través de su viaje por el riser.

Otra de las tecnologías que se requirió fue el uso de VIT (tuberías con asilamiento al vacío) en todos los pozos de petróleo de Na Kika, ya que se requería mitigar la presión anular en el revestimiento del pozo así como la formación de parafinas en etapas próximas de producción, el uso de VIT determinó la oportunidad de investigar más a detalle la importancia que tiene el uso de esta herramienta para el aseguramiento de flujo.

A principios del 2004 se inicio la producción en la zona norte y se encontró problemas en cuanto al bacheo del flujo, se consideró que en etapas posteriores de producción cuando disminuyera el flujo de fluidos debido a la presión podrían presentarse bacheos severos que pueden controlarse con la inyección de gas.

El sistema en el área norte se evaluó continuamente con el software OLGA 2000 teniendo como resultado simulaciones exitosas al observar el comportamiento que había presentado el campo Kepler, en el caso de los resultados del campo Ariel también fue consistente y no se encontró problema con el bacheo, se realizaron mapas de regímenes para caracterizar y cuantificar la severidad.

Para las líneas de flujo del campo Kepler se encontró que el uso del SAP en el riser evitaría tener gastos bajos en la producción y así evitar que el bacheo aumente, solo se utilizaría un bombeo neumático continuo en caso de que se requiera aumentar dicho gasto.



Para el campo Ariel con respecto al bacheo en el flujo en las líneas, la relación gas aceite podrá ser variado dependiendo del flujo del gas y aceite de los pozos hacia las líneas de flujo.

Se requirió en los paros de producción el uso de inhibidores de hidratos que fue el metanol esto para lograr el mantenimiento del sistema, sin embargo fue importante reducir el uso de este para que no se contaminara el crudo que iría a venta, el uso de este inhibidor solo se haría indispensable si los paros se llevaban más tiempo del que se contempla.

Para el desarrollo de los 7 pozos que produce Na Kika se determinó el siguiente sistema de operación en el uso del metanol para el crudo de venta:

- Cuando el cierre fuera por más de 3 horas, la cantidad de metanol será suficiente hasta desplazarse al árbol submarino y jumpers de los pozos.
- En los cierres de operación mayores a 6 horas se adiciona una cantidad mayor de metanol para llegar a los fluidos en las tuberías de producción de los pozos.
- Con un paro mayor de 48 horas aumenta la cantidad de metanol para desplazar los fluidos desde la tubería de producción hasta la válvula de seguridad subsuperficial.

Las condiciones ambientales han sido un reto para este proyecto ya que los huracanes son la principal razón por la cual se determinó el uso de metanol para controlar la formación de hidratos ante estos eventos, pero debe ser importante tener comunicación con los operadores para asegurar que la mezcla de crudo con metanol no afecte el procesos en la refinación del crudo y planificar adecuadamente la cantidad de metanol que llevaría el flujo de fluidos producidos para su venta, una de las medidas que se ha realizado en el proyecto Na Kika a sido el uso de inhibidores de baja dosificación y otros procedimientos que no afecten las propiedades del aceite y reduzca la posibilidad de formar hidratos en las instalaciones de producción.



Sistema de seguridad - AWS (Advanced Warning System)

Este sistema de alerta avanzado fue una implementación tecnológica que requirió el proyecto Na Kika cuyos objetivos eran construir una herramienta analítica en línea (empleando herramientas de simulación en flujo multifásico transitorio y modelos térmicos) para ayudar a los ingenieros y operadores a comprender la operación en la zona norte donde se produce aceite. Este sistema incluye modelos del simulador OLGA los cuales comunican en tiempo real los problemas ya mencionados en el aseguramiento de flujo, el sistema AWS fue diseñado para tres principales funcionalidades:

Módulo para tiempo real: Este módulo registra en tiempo real las lecturas de los instrumentos, variables como contenido de líquido en las líneas o gastos, presión y temperatura.

Módulo what-if: La principal funcionalidad de éste, es la de permitir simular acciones hipotéticas por el operador y evaluar el efecto de cada procedimiento. El uso de este módulo ayuda a encontrar el procedimiento de operación óptimo en situaciones como son; arranques de la producción, circulación de aceite muerto, corridas de diablos, etc.

Funciones de aplicación: Estas permiten comprender en especial las aplicaciones de what-if en el sentido que ellos tomen la información actual en tiempo real como punto inicial y simular hipotéticamente futuras acciones, estas condiciones hipotéticas son predefinidas para objetivos particulares (encontrar el tiempo mínimo de paro o la cantidad de gas del bombeo neumático para control del bacheo).

En el caso de Na Kika dos funciones de aplicación fueron diseñadas:

- Tiempo de paro mínimo: Esta particular herramienta indica los tiempos mínimos de paro para alcanzar la formación de hidratos. El cálculo del tiempo mínimo de paro puede iniciarse manualmente por el operador.



- SAP con bombeo neumático: Esta herramienta constituye una de los componentes más innovadoras del AWS. A gastos bajos de producción es común que se presente el bacheo y la inyección de gas en corriente arriba de la base del riser, es la principal estrategia para dar solución al problema de bacheo.

La herramienta de gas de bombeo neumático es diseñada de manera que el gasto de gas requerido para la remediación sea encontrada automáticamente, con el mínimo gasto de gas para mantener el flujo estable.

Para determinar el cálculo de la cantidad de gas a inyectar se activa la herramienta y la estimación de la inestabilidad es identificada por encima de un valor umbral, un gasto de gas es inyectado y se mantiene constante durante un periodo de tiempo, si la inestabilidad continua siendo alta, se incrementa el gasto de gas hasta mantener un gasto estable.

El AWS fue conectado a un campo instrumentado y aplicado para una evaluación durante un periodo de cuatro meses en el año 2005, durante este tiempo se realizaron dos paros de emergencia cuando se hicieron presentes los huracanes Katrina y Rita en el Golfo de México. Este programa demostró el potencial para expandir esta herramienta a los principales proyectos en aguas profundas, su visión original del proyecto es desarrollar el uso de este software a escala mundial para ayudar en las operaciones y resolver problemas en el aseguramiento de flujo.

5.1.2. “The King”¹⁷

◆ Descripción del campo

El campo King se encuentra ubicado a unos 96 kilómetros al este de Venice Louisiana (ver **Figura 5-6**), el tirante de agua del campo oscila entre los 1,500 y 1,650 metros aproximadamente y el proyecto es operado por la compañía BP.



Figura 5-6 Ubicación del Campo "The King".

El campo inicio su producción en el 2002 y se planeo en dos fases:

- La fase uno se planeo para poner en producción dos pozos de aceite que iniciaron en abril de 2002 y su pico de producción era de aproximadamente 29 mil barriles de aceite por día, 31 millones de pies cúbicos y hasta 5 mil barriles de agua producida por día.
- La fase dos representa adicionar un pozo en el área oeste que comenzó su producción en julio de 2003.

◆ Descripción del sistema de producción

El desarrollo consistió en un sistema de producción submarino ligado a una plataforma TLP llamada Marlin (ver **Figura 5-7**), los pozos se encuentran ligados a la estructura superficial a través de dos líneas de flujo las cuales se conectan a través de tuberías pipe-in-pipe al riser en catenaria.



Figura 5-7 Plataforma Marlin ubicada a 135 kilómetros de Nueva Orleans.

En cuanto a la descripción general del sistema de producción se requirió el uso de un sistema de retención de calor que consiste en dos líneas de flujo con una configuración PIP con diámetro nominal de 8 pulgadas dentro de una de 12 pulgadas, las líneas de flujo se extienden aproximadamente 27 kilómetros desde la ubicación del campo a la plataforma Marlin.

El medio de transferencia de calor que se requirió consistió en una solución con 30 por ciento en peso acuosa de solución de glicol de etileno con varios inhibidores que se distribuye a través del espacio anular de una línea de flujo hacia el manifold ubicado en el extremo del sistema de línea de flujo.

◆ Descripción del proyecto a futuro implementando nuevas tecnologías

Uno de los problemas que presento este proyecto fue la re-evaluación de su operación debido a que los precios del petróleo eran muy bajos y no se consideraba que podría tener un beneficio de acuerdo a los costos de operación que se requerían, este campo es uno de los tres proyectos que están dirigidos a la TLP Marlin y representa más de la mitad de la producción que reporta la plataforma.

El campo King contaba con un proyecto de adaptación de dos pozos submarinos que implementarían el uso de bombas de refuerzo submarinas (ver **Figura 5-8**) para optimizar la recuperación de los hidrocarburos que iniciaría en el 2007, siendo así una de las primeras aplicaciones de estos equipos de bombas multifásicas instaladas en tirantes de aguas mayores a los 900 metros. Las bombas de 1.5 MW se colocaron a 15 kilómetros de la plataforma así como se instalaron dos sistemas de re-inyección para las bombas.

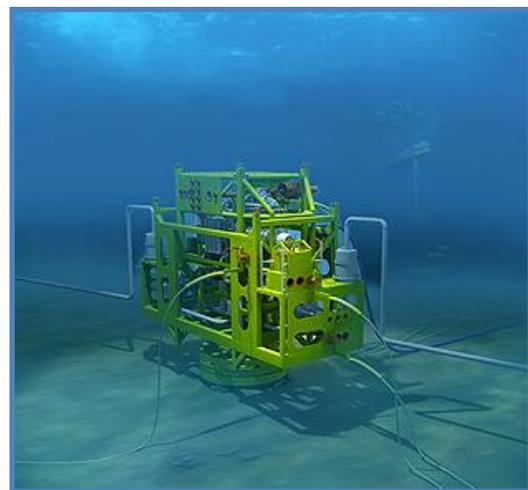


Figura 5- 8 Ensamble de la bomba de refuerzo.



Otras de las iniciativas para este proyecto fue diseñar y fabricar la primera línea umbilical submarina en el mundo que contara con un cable de alta tensión en lugar de recurrir un sistema convencional. La empresa Aker suministraría tres sistemas de los cuales dos se requerirían en estaciones submarinas de la bomba y uno sería de repuesto. La línea umbilical en aguas profundas es de 16 kilómetros de largo y ofrece no solo baja y alta tensión de energía eléctrica sino lubricación de la bomba y la inyección de los productos químicos para inhibir la formación de hidratos y la comunicación a través de tecnología con fibra óptica.

◆ Aplicación del Aseguramiento de Flujo

Aseguramiento del flujo fue uno de los principales factores en el desarrollo del campo, los principales parámetros de diseño fueron el estudio de la depositación de hidratos y ceras, para ello se determinó como opciones el considerar un sistema de aislamiento, inyección de químicos y el calentamiento activo.

El calentamiento activo fue seleccionado como la opción más favorable por su rentabilidad, además se deseaba evitar el uso de remediación mecánica para el control de ceras y lograr mantener las líneas de flujo fuera de las condiciones de formación de hidratos, así como las temperaturas bajas durante la depositación de ceras en operaciones de paro y arranque de la producción.

El sistema de calentamiento activo permite mantener las líneas de flujo calientes y fue elegido principalmente para establecer un medio para prevenir y / o remediar la formación de hidratos en el sistema de producción submarino durante las operaciones normales y las condiciones de paro. Además el diseño del tubo de calefacción mitiga la depositación de ceras en las líneas de flujo submarinas permitiendo mantener la temperatura por encima de la WAT (temperatura de formación de ceras), esto llevaría a eliminar la necesidad de ejecutar operaciones de raspado para el control de la acumulación de ceras.



Dos medios de calentamiento activo se consideraron; el calentamiento eléctrico y la circulación de un fluido, que en este caso fue elegida la segunda opción por su economía y la compatibilidad con la plataforma.

◆ Sistema de calentamiento activo

El sistema de calentamiento activo (ver **Figura 5-9**) está basado en tuberías PIP, estas difieren en el diseño convencional debido a que cuentan con aislamiento exterior y no en el anillo, esto permite que el espacio anular esté disponible para el flujo del medio de transferencia de calor.

En este diseño la temperatura media del fluido (una solución glicol acuosa) se calienta a unos 179 [°F] en la TLP Marlin, así el medio del calor se distribuye al sistema de las líneas de flujo de producción a través de las PIP.

En operación una de las líneas de flujo viaja a mayor temperatura que la otra debido a la dirección del flujo, la línea “caliente” fluye a los árboles submarinos a temperatura más alta ya que se eleva por la transferencia de calor del fluido, la línea “fría” reduce su temperatura ya que es la que realiza la transferencia de calor en la corriente de producción durante la circulación submarina, sin embargo esta línea fría debe tener una temperatura adecuada para evitar la formación de hidratos.

El sistema está diseñado para circular continuamente en condiciones normales de funcionamiento, además el sistema tiene la intención de continuar su operación siempre que sea posible durante operaciones de cierre, ya que se desea mantener así la producción fuera de la región de formación de hidratos.

En casos en que no es posible mantener el sistema de temperatura en condiciones operacionales como de un paro parcial o total en plataforma, el sistema se utilizará para pre-calentamiento del sistema de producción submarino antes de volver a reiniciar la producción y, en su caso, servir como herramienta de reparación primaria para desasociar los bloqueos de hidratos formados durante un periodo de cierre.

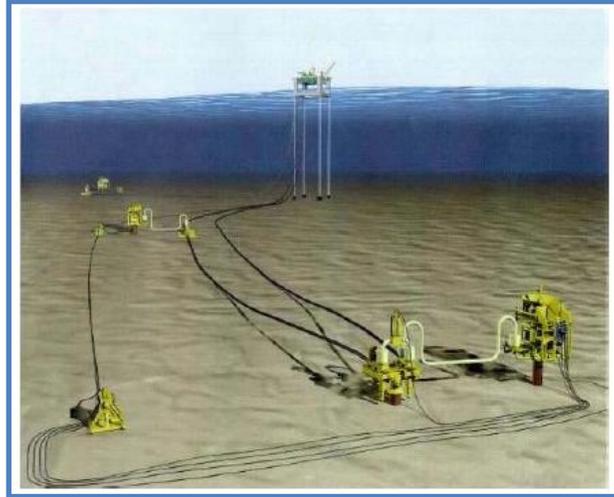


Figura 5- 9 Sistema del calentamiento activo las líneas de flujo del campo King.

Para realizar la circulación del fluido se instalaron tres unidades de recuperación de calor que se encuentran en el escape de la turbina de cada generador de potencial de la turbina de gas principal, estos intercambiadores están diseñados para transferir el calor de los generadores a los tubos de escape de la turbina para el líquido que a su vez transfiere calor al sistema de la línea de flujo submarina.

Las unidades de recuperación a través de las bombas proporcionan la energía necesaria para conducir el líquido de transferencia de calor por casi 54 kilómetros de ida y vuelta desde la TLP Marlin al campo King y viceversa.

Debido al contacto continuo con la solución acuosa del sistema de calentamiento activo la corrosión en el espacio anular de la línea de flujo fue una consideración importante, el manejo para mitigar la corrosión fue crítico ya que la inspección y reparación de las tuberías de conducción se dificulta.

El sistema de calentamiento activo que se utilizó para el campo King en el 2003 el cual era el tercer sistema puesto en operación hasta esa fecha.

En el método de calentamiento con la circulación de un fluido existen tres opciones principalmente;

- Circulando agua de mar tratada
- Circulando agua dulce
- Circulando una solución glicol/agua



El funcionamiento de este sistema en el caso de los paros operacionales pretende reaccionar de acuerdo a la naturaleza de este, si el grado se inicio a raíz de una operación relacionada con alguna estrategia planeada entonces el sistema puede seguir funcionando y mantener las líneas de flujo calientes para un posterior reinicio, sin embargo si el paro es resultado de un problema en el sistema de calentamiento o el cierre es a causa de un problema en la TLP que puede dar a una situación de inseguridad, entonces el sistema se apagara por completo en automático, y posteriormente que la situación de cierre sea resuelto el sistema se reiniciará para el comienzo de la producción después de un tiempo de precalentamiento esto depende de la duración del paro.

Además de la operación del sistema de calentamiento activo se requiere una cantidad de inyección de metanol para proteger los pozos, jumper, y el sistema de limpieza de raspado durante los paros en el sistema de producción y el reinicio de la línea de corriente fría.

◆ Estrategias para el Aseguramiento de Flujo

Los principales problemas para el aseguramiento de flujo son la formación y depositación de hidratos, ceras, incrustaciones y la corrosión.

- Hidratos

El sistema de línea de flujo caliente está diseñada para distribuir el calor por toda la longitud de las líneas de flujo y de vuelta a la superestructura, logrando que la temperatura no sea inferior a la de de la formación de hidratos a la presión de operación.

En la **Tabla 5-1** se puede observar el desempeño operativo que se pretende

Tabla 5-1 Desempeño operativo del campo King.

establecer, donde D5 es el flujo de producción y D6 el flujo de retorno.

| Año | D5 Presión de llegada (psia) | D5 Temperatura de llegada (°C) | D6 Presión de llegada (psia) | D6 Temperatura de llegada (°C) | Temperatura del fluido de transferencia de calor a su llegada (°C) |
|------|------------------------------|--------------------------------|------------------------------|--------------------------------|--|
| 2003 | 1370 | 27 | 1420 | 79 | 29 |
| 2007 | 215 | 24 | 215 | 73 | 26 |
| 2011 | 215 | 24 | 215 | 75 | 26 |



- Ceras

Las propiedades relacionadas con la formación de parafinas en el campo King son las siguientes;

- Contenido de cera -- 3.8 por ciento.
- Punto de fluidez -- 35 [°F].
- WAT -- 98 [°F] (aceite muerto).

Para analizar la probabilidad de depositación de ceras en las líneas de flujo de producción se utilizó una herramienta tecnológica de BP, este software nombrado GUTS permite estimar la WAT (temperatura de formación de ceras) en función de la presión.

El uso del sistema de calentamiento permite que la temperatura de operación de líneas de flujo se mantenga por encima de la temperatura de formación de hidratos en todo el sistema de línea de flujo completa, sin embargo en algunos casos se observó que la temperatura de la corriente de producción era idéntica a la temperatura del fluido de transmisión de calor, lo cual tendría como resultado muy poca depositación de ceras.

El procedimiento de remediación primaria que se llevaría a cabo es cambiar periódicamente la dirección del flujo de calor, esto tendrá el efecto de hacer un intercambio entre las líneas, es decir hacer fría la caliente y viceversa, ya que se requiere que la línea de flujo fría pueda incrementar la temperatura para evitar la WAT, al realizar esta operación los depósitos de cera se disuelven de nuevo en la corriente producción.

- Incrustaciones

En base al análisis de agua disponible, la depositación de incrustaciones de CaCO_3 (carbonato de calcio) es más probable que se depositen en el fondo del pozo que en la tubería de producción. La principal estrategia es utilizar un inhibidor que se inyectara de forma continua para controlar estos depósitos cuando inicie la producción.



- Corrosión

En el caso de la corrosión se pretende inyectar un inhibidor continuamente.

Las principales áreas son jumper y las líneas de flujo, por lo cual el inhibidor se inyectara en cada árbol submarino para proteger estos elementos.

En el caso del espacio anular de las líneas de flujo se requirió un estudio extensivo para minimizar el potencial de corrosión.

La mayoría de los contaminantes potenciales eran provocados por el agua de mar y los nutrientes microbiológicos que pueden promover la corrosión bacteriana, por ello fue importante desde la fabricación de los componentes asegurar el reducir la contaminación para evitar el incremento de la corrosión microbiológica.

◆ Tecnologías en la aplicación del Aseguramiento de Flujo

El diseño de la línea de flujo para el sistema de calentamiento activo incluye medidas de protección contra la sobrepresión, las cuales incluyen que la camisa de la tubería tenga un incremento en el espesor en una porción del riser de cada línea de flujo (a la distancia de 1.6 kilómetros hacia la TLP), además se incluye el uso de instrumentación y control para monitorear el sistema de calentamiento en operación y en caso de que exista un paro el sistema debe cambiar en automático para evitar un problema en las líneas.

El tendido de las líneas de flujo consta de 2 segmentos de 27 kilómetros y está conectado con la tubería con aislamiento y en un extremo al jumper. Los jumpers se instalaron después de que se realizó el tendido de las líneas para llevar a cabo pruebas hidrostáticas y posteriormente entraran en operación. Las líneas de flujo del campo King se analizaron para determinar la expansión por los movimientos laterales, se requería que no estuvieran sometidos a una flexión excesiva para evitar problemas por la temperatura a las que opera, esto sería importante para asegurar el sistema de la línea de flujo del método de calentamiento activo.



Sin embargo el sistema de calentamiento activo circulando un fluido fue una gran experiencia aportada por el campo King.

El sistema comenzó a funcionar en agosto 2002 y hasta el 2003 su servicio fue fiable, el sistema solo experimento tres paradas de una duración superior a 10 horas, dos de las paradas fueron por 2 días y 15 días debido a tormentas tropicales y el descubrimiento de una fuga en el riser, el cierre del otro paro se relacionó a la reparación del riser.

El éxito del calentamiento activo ha sido indudable, pero la variedad en condiciones de proceso no han dado oportunidad de analizar el sistema en operaciones diferentes, el sistema solo es puesto en marcha por etapas y posterior o al inicio de un paro de forma intermitente.

5.2. Aplicación del aseguramiento de flujo en el Congo

Azurita¹⁸

El continente africano ha tenido un gran desarrollo de campos en tirantes de aguas profundas, a continuación se presentara un ejemplo que hizo historia en el 2009 debido a la nueva tecnología implementada para el desarrollo del campo.

En agosto de 2009, cuando Murphy África Occidental Ltd. comenzó a producir el campo nombrado Azurita en República del Congo marco un gran paso en la historia en el desarrollo de nueva tecnología. Azurita utiliza el primer sistema flotante de perforación, producción, almacenamiento y descarga mejor conocida como FDPSO. Si bien el concepto FDPSO ya había tenido un gran interés por algunos años fue en el desarrollo de este campo cuando el concepto se hizo una realidad.

El concepto de FDPSO fue creado para aplicaciones más amplias y lograr el mayor número de descubrimientos en aguas profundas permitiendo a la industria la búsqueda de nuevas formas de explotar los campos aislados.

Los beneficios económicos son muy amplios al incorporar una plataforma de perforación a bordo de un FPSO y cuyo objetivo es el desarrollo de nuevas herramientas para campos en aguas profundas con condiciones similares al campo Azurita.

El concepto FDPSO también tiene aplicación como un sistema de producción temprana de perforación y producción que puede comenzar a generar ingresos y a la vez obtener valiosos datos de rendimiento del yacimiento.

◆ Descripción del campo

El campo de Azurita se encuentra en el sur del mar profundo en los bloques de la costa del Congo (ver **Figura 5-10**), con un tirante de agua entre los 1,100 y 2,000 metros.

El descubrimiento de Azurita se llevo a cabo en enero del 2005, el proyecto cuenta con 6 pozos productores y 3 pozos inyectores de agua y su pico de producción es de 40,000 barriles de aceite por día. El campo Azurita contiene aceite negro con una densidad de 25° API, su relación gas aceite es de 460 [pie³/bl] y una WAT (temperatura de aparición de ceras) de 127 [°F].

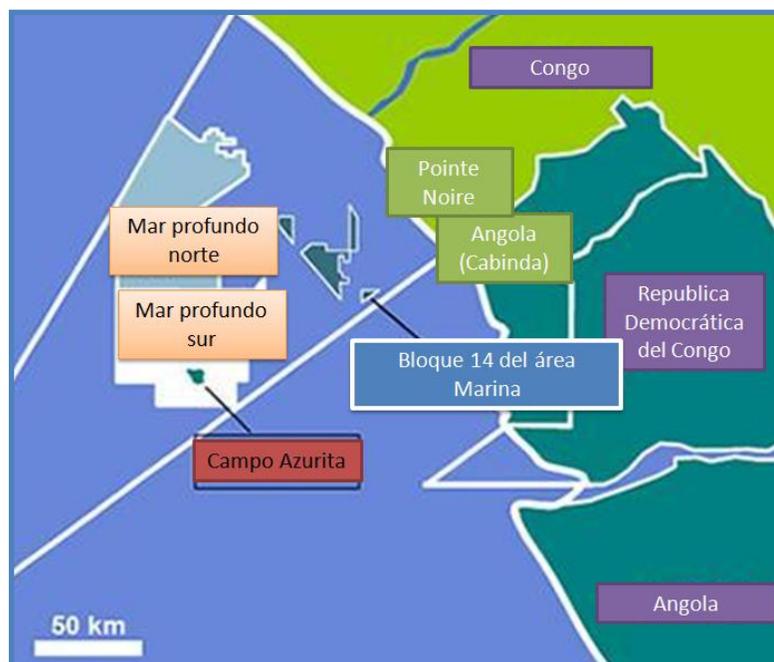


Figura 5- 10 Ubicación del campo Azurita.

◆ Descripción del sistema de producción

El concepto de la FDPSO (ver **Figura 5-11**) ha cambiado considerablemente el desarrollo de campos petroleros en aguas profundas, ya que permite reducir el costo de operación del sistema al alojar un equipo de perforación a bordo y tener disponibilidad de él.

Cuando el campo requiere una FDPSO las reservas se pueden producir desde una única ubicación, así como se obtiene una mayor flexibilidad al trabajar en los campos con múltiples centros de perforación. El diseño del buque adopta un diseño tradicional de un FPSO con restricciones únicas para el equipo de perforación, el único problema que debe superarse es lograr reducir al máximo los movimientos durante las operaciones de perforación

La instalación está diseñada para las siguientes capacidades y especificaciones:

- Gasto de fluidos total: 60,000 [bl/día]
- Producción de aceite: 40,000 [bl/día]
- Agua producida: 60,000 [bl/día]
- Gas producido: 18 [MMpie³/día]

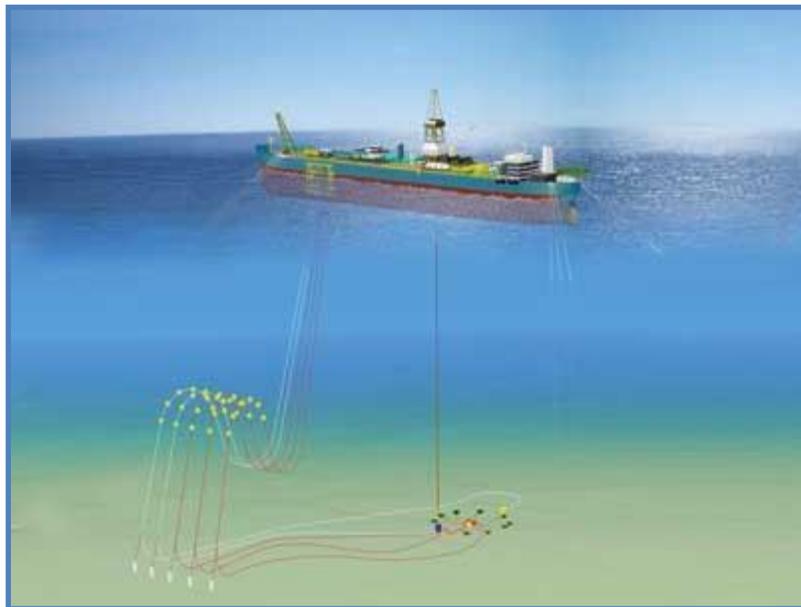


Figura 5- 11 FDPSO en el campo Azurita.



El sistema de amarre de la FDPSO cuenta con 12 líneas para mantener la posición de la plataforma de perforación directamente sobre cada pozo submarino, su diseño para realizar actividades de perforación está diseñado hasta por 10 años en condiciones climatológicas de tormentas. Cuenta con sistemas controlados para ajustarse en actividades de perforación y reparación de pozos gracias a la confiabilidad de su anclaje.

- Árboles de producción

El campo Azurita requirió de árboles verticales que fueron seleccionados con gran detalle para que fueran compatibles con el riser de alta presión el cual tiene un diámetro exterior de 14 pulgadas.

Los árboles están diseñados para operar en condiciones de operación hasta de 10,000 [psi], el plan de desarrollo del proyecto requiere árboles submarinos de producción para los 6 pozos de producción y 4 pozos de inyección de agua.

- Manifold (ver **Figura 5-12**)

El manifold tiene las siguientes características:

- Conexión para los 6 de pozos de producción y 4 pozos de inyección de agua.
- La producción de cualquiera de los pozos puede dirigirse alguno de los dos cabezales de producción, lo que permite el funcionamiento de un sistema de presión alta y baja producción si es necesario.
- Un sistema de control para operar las válvulas, el monitor de presión y transductores de temperatura y sensores para la limpieza de las líneas.
- Interfaz para entregar el fluido hidráulico.
- No se prevé realizar la inyección de productos químicos directamente en los cabezales de producción y a través del manifold, sino la inyección se realiza desde el árbol de producción submarino.



Figura 5- 12 Instalación de un manifold en el campo Azurita.

- Control del sistema

El sistema de control del sistema submarino (ver figura 5-13) es una operación compleja, que cuenta con una configuración electro-hidráulica, este sistema logra combinar las cualidades óptimas de electricidad (la velocidad) e hidráulicos (de energía) como mecanismos para crear un sistema que funciona eficientemente en el desarrollo de campos en tirantes de aguas profundas.

El diseño del sistema de control se basa en componentes modulares con conexiones estandarizadas para mejorar la capacidad de servicio junto con la fabricación, logística y flexibilidad en la instalación durante el desarrollo del proyecto. El sistema debe ser monitoreo en tiempo real como requisito principal.

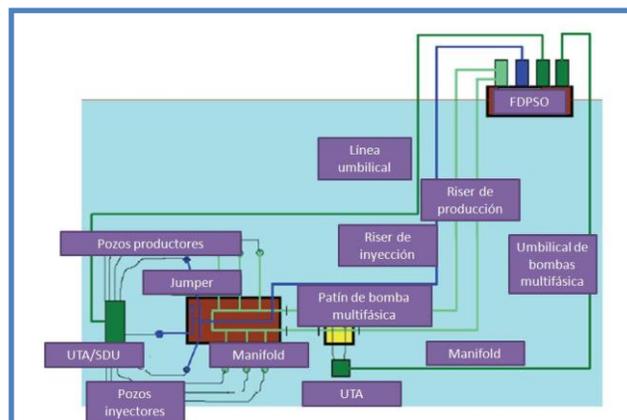


Figura 5- 13 Sistema de producción submarino del campo Azurita.



◆ Aplicación del Aseguramiento de Flujo

Los principales retos en el aseguramiento de flujo en el campo Azurita eran el uso de un sistema artificial de producción, la precipitación de ceras y la formación de hidratos, por lo cual se explicara con más detalle todas las consideraciones para evitar estos problemas.

- Hidratos

La formación de hidratos es el reto fundamental en el aseguramiento de flujo en la producción de hidrocarburos en tirantes de aguas ultraprofundas, el sistema submarino de producción cuenta con un método de aislamiento térmico que es requerido como el principal método de mitigación de hidratos durante la vida normal de producción en el campo, el aislamiento térmico permite mantener una temperatura mínima del líquido por encima de la temperatura de formación de hidratos durante la producción, así como permite mantener la temperatura adecuada en operaciones de cierre o paros en el sistema de producción.

Para los períodos transitorios se determinó que la inyección de metanol era el mejor inhibidor para inyectarse, sin embargo la determinación de inyección de un inhibidor de hidratos debe tomar medidas estrictas para evitar la formación de estos compuestos durante periodos tales como el arranque y paros de producción que suelen ser los casos más propensos a inducir los problemas relacionados con la formación de hidratos.

- Ceras

Para la depositación de ceras se realizaron pruebas de laboratorio con muestras obtenidas donde se determinó que la WAT era de 127 [°F], el campo Azurita está diseñado para producir sin riesgos de precipitación de ceras en condiciones normales de la vida productiva del campo, considerando que el método de aislamiento térmico con el que se cuenta es favorable para evitar la formación de ceras.



En caso de observar algún problema asociado con depositación de ceras se realizara la inyección de inhibidores como medida de contingencia:

- Si el aislamiento térmico no funciona como debiera.
- Menos gasto en el flujo de fluidos que cause bajas temperatura del fluido.
- Mayor WAT que la prevista para la que el sistema fue diseñado.

La inyección de inhibidores puede ser utilizada para mitigar la formación de ceras si el sistema de producción experimenta un cierre de producción por un largo lapso, así como puede considerarse el uso de un método de remediación mecánica a través de la corrida de diablos como método de limpieza cuando la depositación de ceras ya afecto el sistema, sin embargo es una de las soluciones menos deseable ya que se suspenden las operaciones de producción por completo.

- Arenas

La producción de arena es fatal para el sistema ya que acelera el proceso de erosión en componentes del sistema submarino, la depositación de arena excesiva en el sistema de producción puede reducir o incluso bloquear y detener el flujo de los fluidos producidos.

El control de producción de arena se previene considerando una adecuada terminación del pozo que logre mantener la producción de arena por debajo a 1 lb/1000 barriles líquidos. Otra medida de control es el gasto de los fluidos de producción (o la velocidad del fluido en el sistema).

Dentro de las nuevas herramientas con mayor tecnología que se requiere para el control de producción de arena es el uso de detectores acústicos que se han instalado en los árboles submarinos de producción y en la entrada de los fluidos a la estructura superficial. Cualquier cambio brusco que se presente como un aumento de arenas en la corriente de producción debe alertar el proceso y deben adoptarse medidas para la remediación y limpieza.



La arena acumulada en la línea de flujo puede ser removida por las operaciones de limpieza con corridas de diablos, mientras que en los pozos o jumper puede ser removido periódicamente mediante el mismo sistema de limpieza.

- Corrosión

Aunque el contenido de CO_2 es bajo y no se reporto en las propiedades del líquido del yacimiento H_2S , la inyección de agua puede inducir la corrosión por ello se prevé en el diseño y se considero el uso de materiales resistentes al proceso de corrosión y en algunos componentes del sistema que están en contacto con los fluidos del yacimiento fueron seleccionados para aplicárseles la inyección de un inhibidor.

Por la cual se consideró la inyección de un inhibidor de corrosión solo como una medida de contingencia, el cual sería inyectado en el árbol submarino siempre y cuando no fuera usado un inhibidor de ceras y solo puede ser mezclado con inhibidores de incrustaciones.

- Incrustaciones

Debido a que no se espera la depositación de incrustaciones en el yacimiento y sistema de producción no se requiere una inyección química, sin embargo los procedimientos de prevención han definido que en la vida productiva del campo en etapas posteriores de operación la depositación de estos compuestos puede encontrarse. El control de la depositación de incrustaciones se calcula a partir del análisis de muestras de agua producida del yacimiento, además los sólidos contenidos en las muestras de líquido y las operaciones de limpieza con diablos son analizados durante la rutina de pruebas de pozos continuamente y si se determina a futuro el uso de inhibidores se inyectara cerca de la terminación del pozo con el fin de limitar un depósito de incrustación en el fondo de pozo.



- Asfaltenos

Basado en los estudios y análisis de muestras de líquido los asfaltenos solo pueden presentarse en procesos de etapas finales de producción del campo Azurita.

- Emulsión

Emulsiones de agua / aceite no se esperan en la vida temprana del campo, ya que muy poca agua se produce.

Una estrategia de seguimiento de formación de emulsión en el sistema se ha previsto, especialmente cuando el corte de agua comienza aumentar. El sistema de producción de Azurita está diseñado con un coalescedor electrostático para ayudar con cualquier problema de emulsión ligera.

El coalescedor electrostático es un equipo que somete a una emulsión hacia un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia (unión de las gotas en un solo cuerpo). Un coalescedor es un deshidratador que está dividido en 3 secciones, la primera sección llamada “sección de calentamiento”, la segunda sección es llamada “sección central o control de nivel” y la tercera sección denominada “sección de asentamiento” del agua suspendida para producir crudo limpio.

- Bacheo

Para el líquido del yacimiento Azurita, la inestabilidad de la producción se presenta cuando la tasa de flujo en una sola línea cae por debajo de los 8,000 barriles por día. Los resultados de la simulación transitoria del bacheo sugirieron que no sería un problema grave en la vida productiva del campo.



Sin embargo las consideraciones del diseño son suficientes y adecuadas en los procedimientos operativos para evitar inestabilidad en el flujo.

El diseño del transporte de los líquidos al separador de la primera etapa (separador de entrada y separador de prueba) en el FDPSO es de 100 barriles, que serán suficientes para lidiar con el bacheo previsto durante la producción normal.

- Inyección química

El uso de químicos es necesario para el campo Azurita debido a la inyección de agua que se realiza, una prueba de laboratorio ha sido incorporado como muestra periódica, debido a los problemas de corrosión, incrustaciones y emulsión que se pueden registrar.

Por lo cual el programa de inyección de químicos se basa en datos experimentales y cálculos con el fin de evitar subtratamientos que pueden perjudicar el sistema de producción submarino, o utilizar tratamientos demás que alteren las propiedades de los fluidos producidos, todos estos son un problema grave para los costos de operación.

La compatibilidad entre los diferentes productos químicos debe ser confirmada en el laboratorio antes de ser implementadas en el campo para prevenir efectos adversos, como el bloqueo del sistema o emulsiones en un grado mayor.

- ◆ Tecnologías en la aplicación del Aseguramiento de Flujo

- Aislamiento térmico

El aislamiento térmico para el sistema de producción submarino es implementado para mantener la temperatura del fluido, ya que se requiere mantener una temperatura adecuada para un periodo de cierre normal de ocho horas de enfriamiento.



El aislamiento térmico pasivo es el principal método seleccionado para mitigar la formación de hidratos y la depositación de ceras durante la producción normal, este sistema debe lograr mantener una temperatura adecuada de los fluidos por encima de la formación de dichos compuestos.

El sistema de paro de producción se especificó con 4 horas de funcionamiento basadas en la experiencia de otros campos en África occidental.

- Requerimientos del SAP

El campo Azurita experimentaba una caída de presión por debajo del punto de burbuja poco después de que el campo sería puesto en producción por lo cual se requiere de un mantenimiento de la presión a través de la inyección de agua.

Sin embargo las simulaciones determinaron que aunque la inyección de agua podría resultar favorable solo sería efectiva en un periodo de tiempo corto y tendría que evaluarse una alternativa adicional con un sistema artificial de producción.

Las alternativas principales incluyen un bombeo neumático, bombeo electrocentrífugo sumergido y bombas multifásicas, a continuación se mencionara las principales razones por las cuales se consideraron en el desarrollo del proyecto.

- BN (bombeo neumático): el sistema de inyección de gas fue considerado para instalarse en este campo debido a que presenta amplios rangos de operación para las condiciones del yacimiento, el sistema puede instalarse en el fondo marino o de forma superficial donde se instala en el riser.
- BEC (bombeo electrocentrífugo sumergido): el sistema puede traer beneficios debido a que se tiene un mayor control de su operación en el proceso de producción.



El sistema se controla a través de la válvula de seguridad de superficie y entre las ventajas de su uso para este campo se encuentran:

- Simplicidad en su operación.
- Facilidad de ser compatible con la presión del yacimiento en los diferentes pozos.
- El fondo del pozo es monitoreado.

Y las desventajas son:

- Mantenimiento y reparación del sistema.
- No se cuenta con mucha experiencia de su aplicación en aguas ultraprofundas.
- Alto costo de reparación del sistema.

La principal razón por la cual este método no puede ser instalado en este campo es debido a que la instalación de BEC en aguas ultraprofundas ha tenido poco desarrollo e implementación en campos con características similares y por ello resultaría compleja su aplicación en el campo Azurita.

- Bombas multifásicas submarinas: este tipo de sistema trae beneficios económicos y operacionales en su instalación, por lo cual fue una alternativa que considero los siguientes factores:

- Potencial para mejorar o acelerar la producción de aceite.
- Posibilidad de recuperación adicional de aceite que no hubieran sido adecuado con otro sistema a causa de la contrapresión del pozo.

Las bombas multifásicas submarinas además tienen una amplia aplicación en numerosos campos en todo el mundo y dos tipos de estas bombas submarinas están disponibles en el mercado en este momento: la helico-axial y la bomba de doble tornillo.



El análisis de las tres alternativas fue realizado tanto desde el punto de vista técnico como económico y se llegó a las siguientes conclusiones:

- El uso de bombeo neumático se descartó ya que las características del campo en especial la baja relación gas – aceite (RGA) hacían menos eficiente el sistema, además se requeriría una mayor cantidad de gas asociado para la producción de aceite en etapas finales del proyecto y el sistema artificial tenía que ser una opción favorable para cada etapa desde el inicio hasta el fin del proyecto, una desventaja mayor fue el requerir un área mayor en la estructura superficial para poder alojar un sistema de compresión de gas.
- En cuanto al BEC, el costo de mantenimiento y operación del sistema era la desventaja más grande para instalar el sistema así como la poca experiencia sobre el uso del sistema en tirantes de aguas ultraprofundas.
- Las bombas multifásicas submarinas es la alternativa más favorables para el campo debido a que se tiene mucha experiencia sobre su operación en aguas profundas y ultraprofundas así como permite adicionar energía suficiente para elevar los fluidos a la superficie al menor costo posible y el mantenimiento del sistema no requiere ni costos superiores a los previstos y sobre todo la experiencia en este equipo hace que el sistema sea más fiable.

Otra ventaja es que el sistema es relativamente fácil de instalar y en el mercado existe una variedad de equipo para elegir el más adecuado y para las condiciones del campo.



5.3 Campos con sistemas de producción para aceites pesados

Como se menciona en el capítulo 3 el concepto del aseguramiento de flujo fue implementado por Petrobras para lograr hacer producir sus yacimientos de aceite, los cuales presentaban características fisicoquímicas que los definieron como “aceites pesados”.

Los yacimientos que contienen aceites pesados y extrapesados representan un gran reto para explotarlos, la alta viscosidad y el contenido de metales pesados hacen difíciles las operaciones de producción y transporte en tirantes de aguas profundas, a continuación se presenta la siguiente clasificación¹⁹.

- ◆ Aceites pesados
 - $14 < \text{°API} < 19$.
 - Viscosidad superficial $\mu > 500$ [cP].

- ◆ Aceites extrapesados
 - $\text{°API} < 14$.
 - Viscosidad superficial $\mu > 10,000$ [cP].

Brasil, Venezuela, Canadá y México son los países que principalmente cuentan con este tipo de yacimientos, tan solo en México se espera que la producción de aceites pesados aumente al 50 por ciento para el año 2020 y en Brasil sus últimos descubrimientos realizados en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas presentan dificultades para llevar a cabo su explotación debido a que contienen reservas de aceites con dichas características. Los problemas del aseguramiento de flujo en sistemas de producción con aceites pesados requieren un mayor estudio en etapas tempranas de producción para minimizar los costos de operación, es decir la tecnología usada en el aseguramiento de flujo tiene un alto impacto para reducir los costos hasta en el doble o triple que originalmente se requiere, además es importante ya que para la refinación de estos compuestos es necesario el uso de técnicas especiales que implica un mayor estudio.



En tirantes de aguas profundas se han realizado la implementación de sistemas de producción adecuados para su operación en ambientes extremos, sin embargo estos sistemas han sido usados en yacimientos con aceites livianos o medianos, lo que presenta un obstáculo cuando se encuentran con aceites más pesados que ponen a prueba los sistemas de producción submarinos y exigen nuevas tecnologías no convencionales que ofrezcan una alternativa para mejorar los procesos al tratar estos aceites.

El estudio del aseguramiento de flujo aplicado en aceites pesados es más detallado ya que un aceite de esa calidad cuenta con mayores impurezas y fracciones pesadas que pueden lograr formar incrustaciones orgánicas e inorgánicas en los sistemas de producción, transporte y procesamiento.

Así como las parafinas y asfaltenos que se presenten pueden producir tapones en los elementos del sistemas de producción haciendo que el flujo experimente obstáculos en su transporte y aun más grave el disminuir el paso del flujo ya que los compuestos forman tapones de gran tamaño que logran obstaculizar por completo el flujo y por consiguiente es necesario parar todo el proceso de producción, requiriendo la limpieza del sistema a través de los métodos de remediación mecánica que implican costos adicionales por el mantenimiento del sistema de producción submarina.

5.3.1 Aplicación del Aseguramiento de Flujo en Brasil

Brasil es otro país que ha tenido un gran desarrollo en la explotación de campos en tirantes de aguas profundas, sus últimos descubrimientos han requerido un gran avance tecnológico para planear el desarrollo de campos que cuentan con condiciones ambientales extremas, tirantes de aguas ultraprofundas y la extracción de aceites considerados como pesados, los ejemplos que se describirán pretenden mostrar bajo dichas características como se lleva a cabo la extracción de hidrocarburos.

Petrobras ha descubierto una cantidad considerable de campos con aceites pesados y extrapesados en tirantes de aguas profundas en la costa de Brasil, las reservas tienen un potencial de crudos extrapesados de 6 o 7 billones de barriles, por lo cual se ha determinado la importancia que tiene realizar operaciones de explotación de hidrocarburos en estas zonas sin importa el amplio estudio que se requiere.

Parque das Conchas ^{20, 21.}

◆ Descripción del campo

Parque das Conchas se encuentra ubicado al norte de la Cuenca de Campos aproximadamente a 119 kilómetros al suroeste de la costa de la ciudad Vitória (ver **Figura 5-14**), el tirante de agua es alrededor de 1,500 y 2,000 metros, su reserva es de 400 millones de barriles de crudo que se encuentran en 5 campos que pertenecen al proyecto. Los cinco campos son: Ostra, Argonauta B-Oeste, Abalone, Argonauta O-Norte y Nautilus.

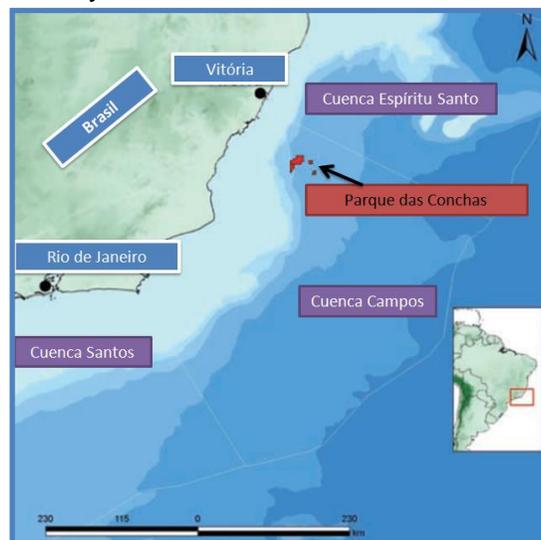


Figura 5- 14 Ubicación del Campo Parque das Conchas.

El proyecto se planeo en dos fases, la primera consistió en el desarrollo de tres campos, Abalone, Ostra y Argonauta B-Oeste, cada campo presentaba propiedades de los fluidos diferentes y la producción de esta fase comenzó en el 2009. La segunda fase se encuentra en planificación del campo Argonauta O-Norte y se espera que entre en funcionamiento en el 2013.

El descubrimiento del primer pozo perforado se llevo a cabo en el año 2000, los campos fueron declarados comercialmente viables en el 2005 después de haber determinado a través de la exploración y perforación de 13 pozos la decisión de invertir en el campo.

Para la producción se requirió un sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga situado en el centro de los pozos submarinos, el sistema tiene una longitud de 330 metros y es capaz de procesar hasta 100,000 barriles de petróleo crudo equivalente por día, en cuanto a su capacidad de almacenamiento es de 2 millones de barriles de petróleo para su envío a la costa y puede procesar 50 millones de pies cúbicos por día de gas natural.



Figura 5- 15 FPSO para el campo Parque das Conchas.

La FPSO (ver **Figura 5-15**) como es mejor conocida, provee un sistema de energía para el sistema artificial de producción que se requiere para explotar los crudos pesados que oscilan entre los 14 y 16 °API. El aceite que se extrae se conduce alrededor de 1,800 metros hacia el buque FPSO con bombas eléctricas de 1,500 [HP], además provee energía al sistema de producción submarino a través de las líneas umbilicales para mantener el flujo del crudo pesado, la capacidad de generación de energía es de 68 [MW].



Descripción de los campos que componen la fase 1 del proyecto Parque das Conchas:

- Ostra: produce a través de 6 pozos horizontales, el aceite que produce es de 24 °API y tiene una relación gas aceite de 274 [pie³/bl].
- Abalone: contiene aceite de 44 °API y con una relación gas aceite de 3,800 [pie³/bl], el comportamiento del campo es de gas condensado.
- Argonauta B-Oeste: su aceite cuenta con 16 °API y con una relación gas aceite de 194 [pie³/bl], grandes retos presenta este campo debido a la alta viscosidad de los fluidos sobre todo por debajo del punto de burbuja.

◆ Descripción del sistema de producción submarino

El sistema de producción submarino fue un reto para el desarrollo del proyecto ya que se requirió equipo para operar en aguas más profundas, así como tenía que ser eficiente ya que estaba obligado a combinar la producción de varios campos.

Otro requisito que tenía que cumplir el sistema es que era requerido para realizar la separación del gas, aceite y minimizar los riesgos de bacheo.

Para el proyecto Parque das Conchas se desarrolló el primer árbol submarino mejorado vertical para aguas profundas que fue desarrollado por la FMC.

El sistema es capaz de ser instalado y operar en un tirante de agua poco mayor a los 3,000 metros y a una presión de 10,000 [psi].

En general el proyecto requiere para su primera fase de diez árboles verticales submarinos con módulos de control, dos manifolds, dos manifolds para el sistema artificial de producción y seis bombas para impulsar el BEC (bombeo electrocentrífugo sumergido).

También participan en la instalación 15 PLETS, 26 jumpers, 18 módulos de control submarino, 36 cables de acero hidráulicos, 42 cables eléctricos, 7 ensambles de terminación umbilical (UTA), 8 medidores de flujo multifásico, sistemas de control para la superestructura, un riser y un sistema de control para la reparación de pozos.

◆ Desarrollo del campo

El desarrollo de la BC-10 (ver **Figura 5-16**) como es conocido este campo (debido al bloque en el que se encuentra) se basa en la extracción del petróleo, la separación de gas y bombeo submarino. La primera fase cuenta con 9 pozos productores y un pozo inyector de gas. El proyecto necesita un diseño económico para reunir la producción de diferentes yacimientos en la instalación central, así como requiere un sistema de separación para tratar los fluidos.

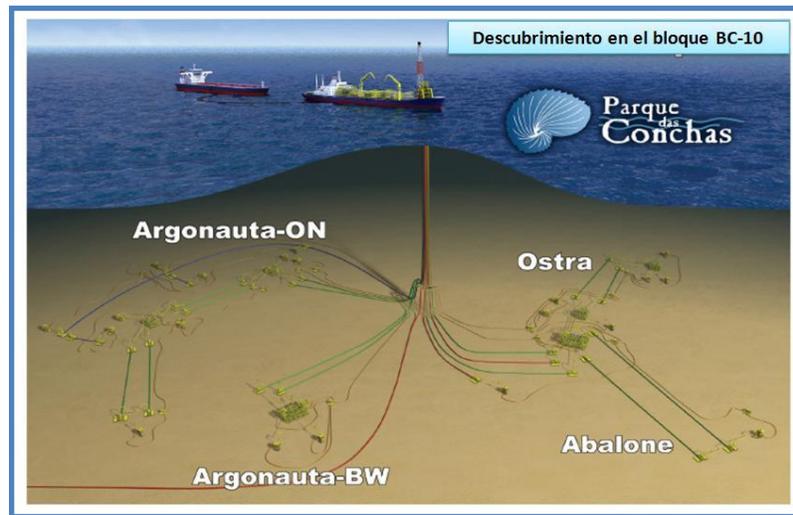


Figura 5- 16 Campos que pertenecen al proyecto

◆ Tecnologías en la aplicación del Aseguramiento de Flujo

El sistema presenta retos únicos en el aseguramiento de flujo en el equipo tradicional que se requiere para el sistema de producción, en elementos como líneas de flujo, umbilicales de inyección química, etc., sin embargo se realizó una aplicación que combinó lo tradicional con nueva tecnología con elementos como bombas submarinas para lograr el desarrollo de los campos y asegurar el flujo.

Se mencionara el estudio del aseguramiento de flujo con el diseño del sistema de producción para lograr desarrollar este campo:

- Caisson-BEC diseño y proceso de control (ver **Figura 5-17**)

El diseño consta de un área en donde se instala el sistema de separación con el SAP, el Caisson-BEC es un equipo que tiene una longitud de 91 metros que viaja sobre el fondo marino, dentro de esta área se encuentra instalado el separador cilíndrico ciclónico en la parte superior y una bomba electrosumergible de 1,500 [HP].

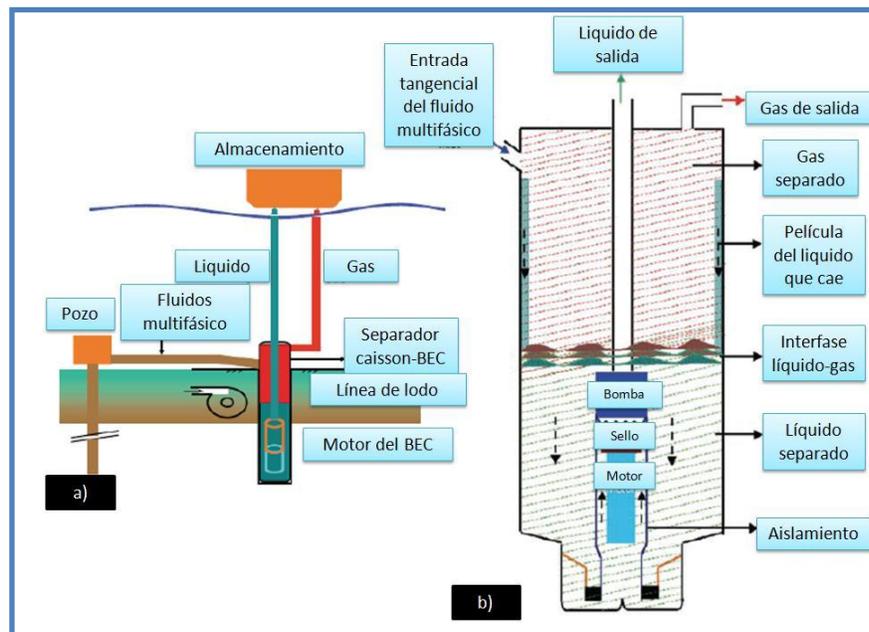


Figura 5- 17 a) Esquema del flujo de producción y el sistema de caisson-BEC del separador de flujo.
b) Esquema detallado del sistema de separación del caisson-BEC.

El proceso del sistema inicia cuando el flujo multifásico entra al caisson (área donde se instala el sistema artificial de producción y separación de fluidos) por el extremo superior y fluye hacia el separador a través de una entrada que cuenta con un ángulo tangencial diseñado para que la separación se lleve a cabo por la estratificación del flujo en el interior del caisson, debido a que el líquido es más pesado se dirige a la pared del separador por las fuerzas centrífugas y gravitacionales donde se realiza la separación, después el líquido fluye hacia el BEC y posteriormente con el uso de bombas que se encuentran alojadas dentro del sistema se adiciona energía que permita dirigir los fluidos hacia la FPSO.



En cuanto al gas permite fluir y ser liberado del líquido esto es de suma importancia ya que permite minimizar la formación de hidratos y bacheo que son dos riesgos asociados a la producción de hidrocarburos en aguas ultraprofundas.

El nivel del líquido del sistema de separación es medido a través de indicadores de presión a lo largo del agujero, en la parte inferior se alojan dos indicadores que proporcionan información sobre la densidad del líquido la cual se combina con la caída de presión y permiten así determinar el nivel de separación, mientras que el control del nivel de separación en el caisson se realiza mediante la velocidad de la bomba en conjunto con un proceso de control en la línea de flujo.

Los retos asociados al tamaño del caisson-separador son los siguientes:

- Garantizar la separación eficiente con un separador de dimensiones adecuadas (alto y delgado): el diámetro del separador es muy importante para determinar la eficiencia de separación.
- Control del nivel: en caso de que exista presencia de gas puede dar lugar a afectar la fase líquida y la toma del nivel de lectura incorrecta pueden causar cambios no deseados en la bomba, principalmente su velocidad que puede producir inestabilidad en el control del sistema.
- Protección y diseño del BEC: dentro del sistema caisson-BEC la parte fundamental es el sistema artificial de producción, debido a que el proyecto Parque das Conchas no cuenta con una estructura fija debido a las condiciones ambientales.

Debido a que es la parte fundamental del sistema es el SAP es de suma importancia cuidar el desarrollo de este ya que un daño haría demasiado costoso el reemplazo del sistema.

A través de la compañía Baker-Hughes se realizaron estudios en su software AUTOGRAPH para determinar el rango de gas y la viscosidad del fluido para determinar la eficiencia del sistema artificial de producción para dirigir los fluidos a la FPSO.



- Hidratos

El análisis de estrategias para el control de hidratos principalmente se establecieron en tres áreas:

- En la parte interna de las líneas de flujo.
- En las líneas de flujo de gas/riser.
- En las líneas de flujo de aceite/riser.

La estrategia fundamental para el control de hidratos en la línea interna de flujo, el separador (líquido/gas) de la corriente del caisson-BEC (C-BEC) a la FPSO, se estableció el desplazamiento de aceite muerto para la retención de calor tradicional, el uso del separador de gas fue importante para la desgasificación del fluido producido que ofrece el C-BEC cuyo cambio es benéfico para la estrategia de control de hidratos, además ofrece un tiempo de 12 horas en el caso de un paro en las operaciones cuando no son planeadas, así como fue una ventaja económica ya que sin este sistema se requeriría de líneas con aislamiento debido a las bajas temperaturas y largas distancias que resultan demasiado costosas. Sin embargo la retención de calor con el sistema de separación de C-BEC no es continua y se determinó una estrategia adicional con un sistema de inyección de inhibidores de corrosión y metanol para el tratamiento de agua condensada y el arrastre del líquido por el C-BEC, siendo en este caso importante moderar el uso de metanol que podría ser crítico para ser separado por el sistema.

- Bacheo

El C-BEC ofrece otra ventaja importante al realizar la separación de gas-líquido ya que sirve de estrategia contra el bacheo. El bacheo grave era posible debido a la topografía del fondo marino del campo Parque das Conchas sobre una amplia gama de rangos de la relación gas-aceite.



El C-BEC evita el bacheo, separando la corriente multifásica en la línea de flujo del aceite con la carga de líquidos (la relación gas líquido baja debido a la desgasificación del aceite y la reducción de punto de burbuja).

La carga mínima de líquido del C-BEC es fundamental para evitar la carga en la línea de flujo en la que se transporta gas y el potencial del bacheo. Para la línea de flujo del aceite, el C-BEC experimenta una amplia gama de condiciones de producción que pueden originar problemas de bacheo, sin embargo no se requiere el uso de un sistema alternativo como el BN o modificaciones importantes para el control del bacheo más severo.

En el caso del proyecto Parque das Conchas, los bacheos de gran tamaño no pueden ser manejados de una manera tradicional, por lo cual la separación de C-BEC, en una línea de flujo de aceite/riser se puede utilizar dicho sistema para eliminar la inestabilidad del flujo cuando el gasto se reduce.

- Inyección química

El diseño del sistema de separación del C-BEC afecta el sistema de inyección química submarina, ya que la inyección de metanol en la boca de pozo debe tener en cuenta los efectos de la corriente de separación del gas y líquido dentro del sistema de separación.

Tradicionalmente se analiza el uso de productos químicos y su almacenamiento en superficie, dichos productos pueden ser antiespumantes y demulsificantes/reductores de viscosidad para el sistema de separación.

Para el control de corrosión e hidratos se realizan estudios detallados químicos-químicos y químico-materiales para determinar la compatibilidad y asegurar que no afecte las propiedades de los fluidos ya que estos compuestos eran principalmente los factores que afectan la producción de hidratos, dentro del uso de inhibidores se determinó la inyección de metanol que será usado en la línea de flujo de gas.



- Incrustaciones

Para el control de incrustaciones se realizaron modelos para controlar su depositación ya que dentro del proceso era un problema crítico.

El desarrollo del programa para el manejo de incrustaciones requiere una evaluación del riesgo durante la vida productiva del campo, para ello se llevaron a cabo los siguientes estudios con el software OLI ScaleChem para evaluar:

- Riesgos de depositación de incrustaciones en la vida temprana, media y tardía, con cambio de presión, temperatura y porciones del gas / líquido en el campo.
- Riesgo debido a la mezcla del agua en la estructura superficial.
- Riesgo de incrustaciones en la bomba electrocentrífuga sumergida (BEC).

En los campos Ostra, Abalone y Argonauta O-Norte fueron encontrados depósitos de incrustaciones de Barita ($BaSO_4$) y Calcita ($CaCO_3$), sin embargo gracias a los estudios se consideró que el grado era bajo y estaba dentro de un rango que no implicaría un problema grave, la estrategia en todos los escenarios que se contemplaron era utilizar la inyección de un inhibidor y verificar que fuera compatible con los fluidos que se producen.

En cuanto al motor del BEC opera a condiciones de 239 [°F] y 500-900 [psi] durante el proceso de producción lo cual eran un factor para incrementar el riesgo de depositación de calcitas y el daño que puede causar es actuar como un aislante para prevenir la transferencia de calor del motor por los fluidos de los pozos, ya que pueden causar que el enfriamiento del motor fuese ineficiente y un riesgo para su operación, el grado de depositación de incrustaciones en la vida próxima del equipo podría ser más riesgosa al incrementar el corte de agua, por lo cual se determinó utilizar una combinación de inyección de inhibidores de corrosión e incrustaciones en el cabezal del pozo para proteger el motor del BEC.



- Corrosión

En cuanto a la evaluación del potencial de la corrosión en el proyecto Campo das Conchas se utilizó el software HYDROCOR, el cual consideró en el modelo los efectos del CO_2 y H_2S para determinar los posibles riesgos de los efectos de la corrosión bacteriana.

A través de la evaluación se determinó que los riesgos eran menores y se requeriría solo el uso de inhibidores para mantener la integridad del equipo en la vida productiva del pozo. En las líneas de flujo y el separador del caisson los rangos se encuentran en 3.6 [mm/año] y solo el CO_2 sería el principal compuesto que afectaría la corrosión.

En base a los análisis del agua disponible no se presentaron grandes cantidades de ácidos orgánicos por lo que la poca cantidad de ácido acético de 10 ppm fue aceptable además se llegó a las siguientes conclusiones con ayuda de dichos análisis.

- La fase 1 del campo no requirió de la inyección de agua de mar por lo que no existe oportunidad de afectación por la corrosión bacteriana. El esfuerzo de corte de las tuberías de producción son lo suficientemente altas para evitar la formación de alguna película de corrosión que esté asociada con una rápida corrosión biológica.
- Se utilizó metanol para el control de hidratos y este tendrá beneficios adicionales para un tipo de control biológico en el separador-caisson y líneas de flujo.

Además el diseño del sistema incluye las medidas de control de la corrosión, como lo es el uso de material resistente en algunos equipos como árboles submarinos, jumper y manifolds donde se usaron aleaciones especiales para el control de corrosión, sin embargo la velocidad de afectación no llega a ser lo suficientemente exacta para predecirla por lo cual las medidas de control por sí solo no garantizarán la integridad del sistema de producción y de las líneas de flujo principalmente.

La principal medida de control de la corrosión es inyectar un inhibidor de la corrosión combinado con un producto para inhibir incrustaciones que es inyectado al árbol submarino de producción para llevarlo a cada línea de flujo y así asegurar la protección de líneas que conducen a los fluidos al sistema de separación.

Jubarte^{22,23}

◆ Descripción del campo

El campo Jubarte se encuentra ubicado a 80 kilómetros del estado Espírito Santo en Brasil (ver **Figura 5-18**) en tirantes de agua entre los 1,000 y 1,500 metros, este campo contiene aceite con una densidad de 17 °API y viscosidad de 14 [cP].



Figura 5- 18 Ubicación del campo Jubarte.

Fue descubierto en el 2001 y sus reservas se estimaron en 600 millones de barriles convirtiéndolo en el campos más importante desde 1996, en el 2002 inicio la fase piloto para evaluar muestras y perforar el primer pozo en febrero de ese mismo año, el pozo se perforó a una longitud horizontal de 1,070 metros con terminación a pozo abierto y empacamiento con grava, los resultados fueron exitosos al obtener que el índice de productividad fue 13 veces mayor a que el pozo se perforara verticalmente.



La fase piloto llevó a cabo la prueba EWT (Extended Well Test), que permitió obtener información sustancial para el desarrollo del proyecto y determinar el plan de trabajo de las próximas fases, además se utilizó una FPSO, como embarcación de posicionamiento dinámico para realizar la conexión del pozo al sistema superficial y lograr almacenar y transportar los fluidos extraídos del yacimiento.

Con el EWT que inicio en octubre de 2002 Petrobras uso la FPSO *Seillean*, la cual permitía tener la capacidad de realizar operaciones de reparación y mantenimiento del pozo, su construcción se llevo a cabo para realizar la producción de un solo pozo, y fue actualizada en 1997 y 1998 para que pudiera operar en tirantes de aguas profundas, así como se adapto para manejar el tipo de aceite del campo.

Se determinó que el proyecto se basaría en tres fases, la fase piloto, fase 1 y 2 que se mencionan a continuación.

◆ Desarrollo del campo

- La fase piloto; esta fase como se menciona antes, inicio en el 2002 como un plan de evaluación para el campo Jubarte, se requirió un EWT para realizar el análisis técnico y económico de la producción del campo. La FPSO *Seillean* (ver **Figura 5-19**) fue situada en un tirante de agua de 1,300 metros con una capacidad de procesamiento de 22,000 barriles.

En esta fase la principal innovación en el sistema de producción submarino fue instalar un SAP, el cual se basó en un bombeo electrocentrífugo sumergido instalado por encima del árbol submarino de producción, el flujo es impulsados por la bomba viajando hacia la DPR (Drill Pipe Riser) de 6 $\frac{5}{8}$ [pg], la DPR es una implementación realizada por Petrobras a un riser, el cual permite ser un sistema más económico que no requiere mucho mantenimiento.



El sistema DPR se compone de dos tubos de perforación, una sección de control y el umbilical y fue desarrollado para permitir operaciones de producción desde una FPSO con posicionamiento dinámico en tirantes de aguas profundas.

EL BEC cuenta un EDP (Emergency Disconnect Package), que es un sistema de desconecte de emergencia, el cual permite en caso de que la FPSO pierda su posición original el dispositivo de seguridad actuara para desconectarse y evitar un accidente, el sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido se compone de:

- 2 motores de inducción eléctrica en serie, cada uno de 450 [HP].
- 2 secciones para la protección mecánica, 6 sellos de los cuales 4 tienen un sistema de bolsa y 2 con sistema laberíntico.
- Un separador de gas.
- Una bomba centrífuga de etapas múltiples.
- Conector eléctrico y un cable conductor eléctrico.
- Un controlador de velocidad variable (VSD).

La fase piloto fue finalizada en enero del 2006 y los datos obtenidos en este proceso ayudaron a determinar la planificación de las fases posteriores del proyecto, ya que se observó la eficiencia del BEC instalado por encima del árbol de producción además considerando que el equipo trabaja con gas libre con una fracción en volumen del 22 por ciento, todos estos aspectos fueron importantes para mejorar el proceso de producción y hacerlo más eficiente.

- Fase 1: Para esta fase se determinó utilizar una configuración satelital para hacer producir cuatro pozos horizontales con terminación de empacamiento de grava a pozo abierto, para ello la FPSO de la fase piloto fue sustituida por la FPSO JK (P-34) (ver **Figura 5-20**).

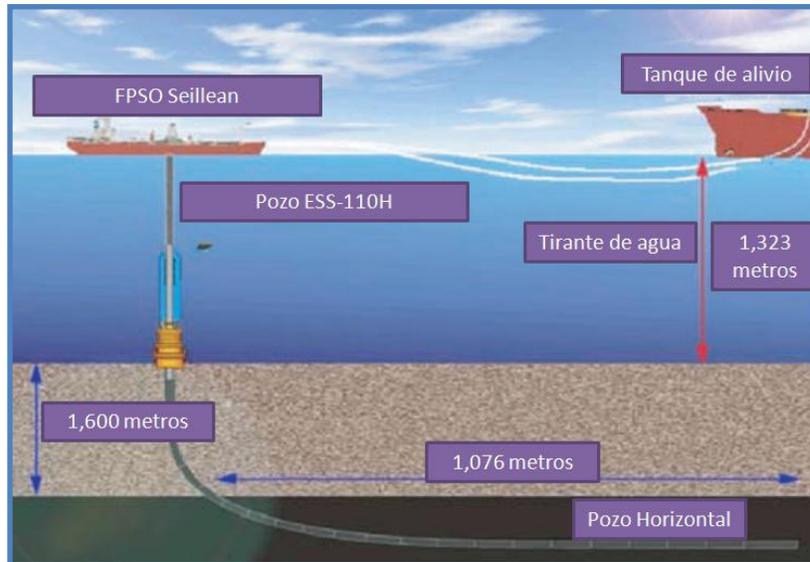


Figura 5- 19 Sistema de producción durante la fase piloto del campo Jubarte.

En esta fase de producción no se requirió la inyección de agua y el yacimiento fue caracterizado con altos valores de porosidad y permeabilidad de 23 por ciento y 1,200 [mD] respectivamente, la viscosidad del aceite era de 14 [cP] y la temperatura del yacimiento de 169 [°F], todos estas condiciones aseguraban el máximo índice de productividad que se había obtenido en la fase piloto, así como los valores de la presión estática original no presentaban alteraciones significativas después de un año en operación en la fase piloto.

En esta fase se determinó la posibilidad de instalar un BEC en el fondo del mar debido a que el aceite es pesado y presenta una baja relación gas aceite lo cual favorece su uso.



Figura 5- 20 FPSO JK (P-34).



El diseño del sistema submarino permitiría conducir el proyecto hacia la fase 2, las evaluaciones y conclusiones de operación realizadas en el pozo de la fase piloto (pozo ESS-110) a través de la simulación determinaron que en los primeros 4 años de producción no se encontrarían problemas mayores en la explotación del campo.

Uno de los problemas que se han mencionado durante toda la tesis son las largas líneas de flujo a través de las cuales los fluidos extraídos tienen que viajar, para ello se aplicó tecnología de aislamiento con tuberías flexibles que representaban el mayor problema técnico dentro del proceso de transportación de los fluidos del yacimiento a la estructura superficial.

Además se utilizó una tecnología en la línea umbilical ya que más allá de sus funciones convencionales de control hidráulico, inyección química y el suministro de energía se adicionó el cable de potencia para el BEC, el SAP fue elegido ya que ofrecía ventajas para lograr producir los aceites pesados y la alta cantidad de agua, esta fase sirve como etapa intermedia para tomar datos que ayudaran a optimizar el desarrollo definitivo de la etapa final del proyecto, los objetivos de esta fase 1 era evaluar todas las incertidumbres relacionadas con el comportamiento del yacimiento y la eficiencia de las tecnologías que se aplicarían, principalmente del funcionamiento del BEC y la posible instalación del BN en la segunda fase del proyecto.

El BEC se instaló fuera del pozo en un módulo de bombeo en el fondo del mar y un BEC dentro del pozo de producción, en ambos casos se determinó utilizar un BN como sistema de seguridad en caso de que el BEC requiriera una reparación o la bomba sufriera un accidente que impidiera las actividades de producción, por lo cual en el sistema submarino se alojaron mandriles para las válvulas que requiere el BN en caso de requerir su uso en esta fase.

El BEC instalado en el fondo marino requirió una bomba de 1,200 [HP], el modulo de bombeo (ver **Figura 5-21**) cuenta con un diámetro de 30 [pg] y una longitud de 40 metros verticales sobre el fondo marino, y se compone por una base de adaptación y un modulo que fue diseñado para permitir un by-pass si se desea, además sus componentes pueden instalarse separadas o en conjunto así como está diseñado para que puedan realizarse operaciones de limpieza y operaciones de inspección fuera del modulo con ayuda del by-pass.

Otra consideración fue que tenía que ser instalado inmediatamente después del árbol submarino de producción para lograr realizar la inyección de productos químicos a través del modulo ya que los desemulsificantes podrían requerirse en el aceite, así como el sistema de BEC tiene la posibilidad de recuperarse y ser instalado por cable utilizando una unidad superficial especial, todo esto para lograr que la recuperación de la bomba en caso de ser necesario pudiera realizarse de forma más flexible disminuyendo los costos y tiempo para llevar a cabo la operación, así como buscar que la bomba permita tener una mayor potencia para aumentar la capacidad de elevación de los fluidos sin modificar el sistema de producción.

En las siguientes **Figuras 5-22, 5-23 y 5-24** se pretende mostrar el prototipo de la instalación de los BEC en la segunda fase del proyecto así como la instalación de elementos durante las pruebas.

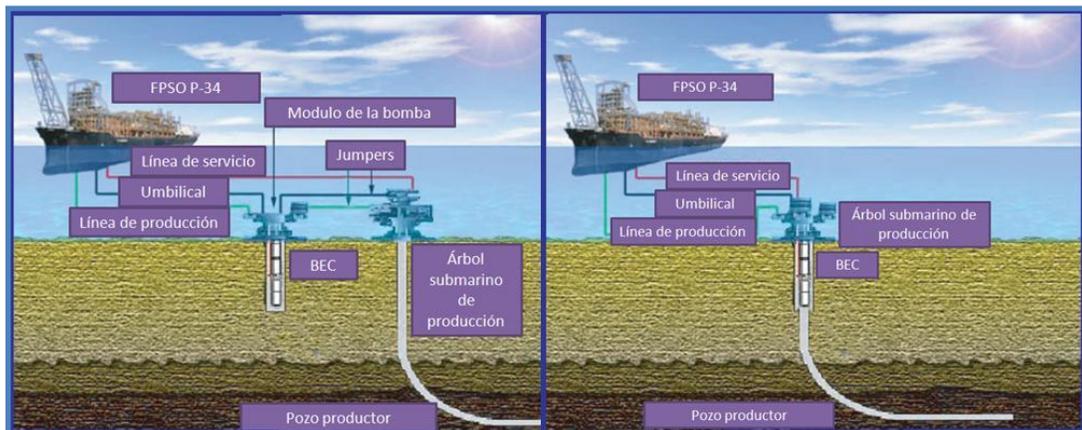


Figura 5- 21 Prototipo de instalación de los sistemas de BEC para dos de sus pozos.



Figura 5- 22 Configuración satelital del sistema instalado en el modulo de la bomba del BEC.



Figura 5- 23 Prototipo del adaptador de la base de la bomba (izquierdo) y la instalación del modulo de la bomba (derecha).

En el diseño del BEC se puede observar que se requirió el uso de un adaptador que cubra el motor para mantenerlo frio, así como es importante conocer la cantidad de gas ya que a medida que la cantidad de este aumente puede afectar la presión y está se relaciona con la densidad entre el gas y el aceite al igual que si el corte de agua de la formación aumenta la presión se reducirá, en el caso del campo Jubarte se determinó que el volumen de gas admisible era del 35 por ciento y si aumentaba ese valor la bomba presentaría muchos problemas en su operación.

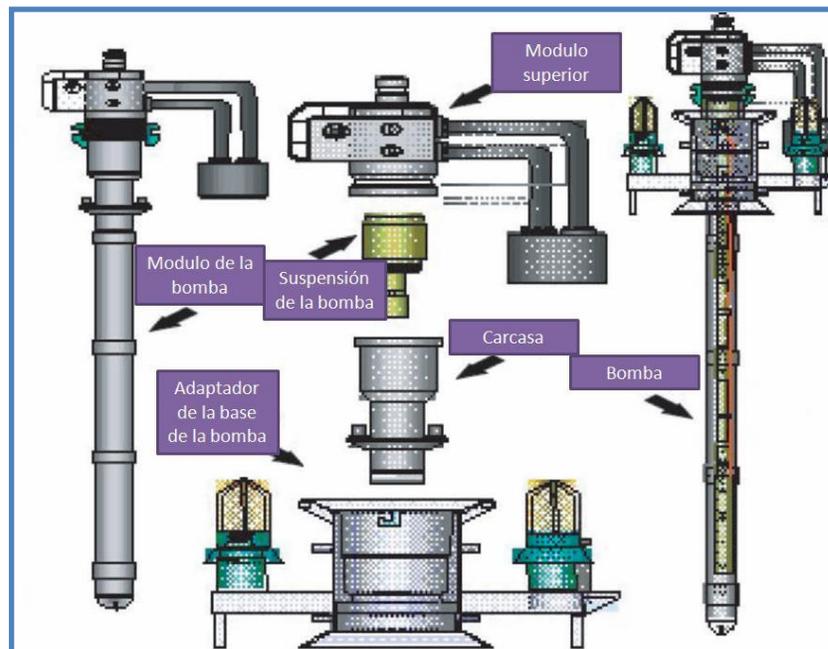


Figura 5- 24 Diseño del ensamble del modulo de bombeo.

En el caso del uso del BN se realizaron simulaciones para determinar la posible formación de hidratos en el sistema, en el modulo del sistema de bombeo se determinó el uso de inyección química para evitar problemas más severos de hidratos en las líneas y válvulas del sistema.

En la **Figura 5-25** puede observarse la configuración del mandril para alojar las válvulas del BN, el mandril cuenta con una protección para el cable de alimentación del BEC y permite además asegurar su orientación.



Figura 5-25 Mandril para el BN con la protección del cable.



◆ Aseguramiento de Flujo.

En la fase 1 se determinó el aislamiento térmico como método para el aseguramiento del flujo, la remediación mecánica también fue una consideración en caso de que se realizara la limpieza del sistema de producción.

El aceite producido de Jubarte presentaba estabilidad con respecto a la precipitación de asfaltenos sin embargo se consideró la posibilidad de operaciones de raspado con diablos para la eliminación de depósitos orgánicos.

El aislamiento permitía asegurar que la temperatura fuera mayor a la WAT (temperatura de formación de ceras) y en cuanto a los hidratos se predijo que no serían un problema para el aseguramiento de flujo.

Las incrustaciones sin embargo era un tema más relevante ya que en la fase piloto se estudio la formación de estos depósitos en los impulsores de la bomba y en el separador de gas, estos elementos se pusieron a prueba y los depósitos que se obtuvieron se llevaron al laboratorio para su caracterización y determinar si podrían con las condiciones de operación aumentar la precipitación de ellos y lograr afectar el rendimiento de la bomba así como controlarlos con la inyección química a través de la línea umbilical (ver **Figura 5-26**).

Para el uso de productos químicos se realizaría una estrategia basada en la combinación de desemulsificantes con inhibidores de incrustaciones a fin de evitar la depositación de estos compuestos.

Otra consideración para evitar la depositación de incrustaciones en los impulsores de la bomba es utilizar un recubrimiento con una mayor calidad en los materiales a fin de asegurar el rendimiento de la bomba, el recubrimiento de teflón además pretende proteger partes esenciales de la bomba contra los agentes químicos y factores ambientales.

El control de la producción de arena era esencial en el proceso productivo debido a la estructura en la que se encuentra ubicado el campo Jubarte, ya que un alto contenido de arenas puede ser un problema severo al causar ineficiencia en la bomba, la terminación de los pozos con empacamiento con grava ha sido suficiente para evitar que aumentara en mayor medida la depositación de estas.

Otro problema dentro de esta fase es la estabilidad de emulsiones y requería mayor atención debido a las propiedades del aceite, en la fase piloto se determinó cual debería ser la velocidad adecuada de operación del BEC para evitar aumentar su estabilidad, así como utilizar en el proceso de producción la separación de agua y el uso adecuado de desemulsificantes.



Figura 5- 26 Cable conductor eléctrico con un capilar para la inyección de químicos.

- Fase 2; las expectativas para la fase 2 comprende el uso de una FPSO conectada a 11 pozos productores a través de una configuración satelital, se pretende el uso de 7 pozos inyectoros para lograr aumentar el factor de recuperación y sobre todo mantener la presión del yacimiento para lograr realizar la producción de los hidrocarburos.

En la fase 2 todos los pozos funcionan con un BEC instalado en el fondo como principal sistema artificial de producción, además se tiene la posibilidad de un BN como un sistema de seguridad que fue considerado en la fase 1 de los pozos productores.



Las bombas requieren en esta fase una potencia mayor de 1,500 [HP] y con un mayor diámetro a diferencia de la fase 1, es decir la mayoría de las estrategias operacionales son similares a la fase anterior del proyecto, solo se considera una disminución en la presión que debe ser tratada con la inyección de agua.

En la **Tabla 5-2** se puede observar las características más importantes de las tres fases que se desarrollaron en el campo Jubarte.

Tabla 5-2 Desarrollo de las estrategias operacionales para el campo Jubarte.

| Desarrollo de Jubarte | Fase Piloto | Fase 1 | Fase 2 |
|--|---|---|----------------------------|
| Pozos productores | 1 | 4 | 15 |
| Pozos inyectores | - | - | 7 |
| Control de arenas | Empaque de grava | Empaque de grava | Empaque de grava |
| Longitud horizontal | 1,070 [m] | (+/-) 1,000 [m] | (+/-) 1,000 [m] |
| SAP | BEC | (2) BEC (2) BN | BEC |
| SAP adicional | - | BN (para 2 pozos con BEC) | BN (para 5 pozos) |
| Configuración BEC | Encima del árbol submarino de producción. | 1 BEC en agujero abierto y 1 BEC con modulo en el fondo marino. | BEC en en el fondo marino. |
| Potencia del BEC | 900 [HP] | 1,200 [HP] | 1,500 [HP] |
| Unidad de producción | FPSO (posicionamiento dinamico) | FPSO (torre) | FPSO (sistema de amarre) |
| Capacidad de procesamiento de aceite | 22,000 [bpd] | 60,000 [bpd] | 180,000 [bpd] |
| Capacidad de procesamiento de líquidos | 22,000 [bpd] | 60,000 [bpd] | 300,000 [bpd] |



Lista de figuras y tablas

Figura 5-1

www.offshore-technology.com/projects/na_kika/na_kika1.html

Figura 5-2

www.offshore-technology.com/projects/na_kika/

Figura 5-3

www.offshore-technology.com/projects/na_kika/

Figura 5-4

<http://www.ogj.com/ogj/en-us/index/article-display.articles.offshore.volume-63.issue-10.news.na-kika-faces-updip-flow-assurance-shallow-tiebacks-defy-blow-down.html>

Figura 5-5 Artículo SPE 97749 “Heavy Oil Gas Lift Using the Concentric Offset Riser (COR)”, Adam. Szucs, 2H Offshore Inc; Frank. Lim, 2H Offshore Engineering Ltd, 2005.

Figura 5-6

<http://despiertaalfuturo.blogspot.com/2010/09/alarma-en-eeuu-explota-otra-plataforma.html>

Figura 5-7

<http://www.offshore-technology.com/projects/kingmexica/>

Figura 5-8

<http://www.offshore-technology.com/projects/kingmexica/>

Figura 5-9 Artículo OTC 15188 “Active Heating For Flow Assurance Control in Deepwater Flowlines”, Khlefa A. Esaklul, Gee Fung, Gary Harrison and Ron Perego, BP America, 2003.

Figura 5-10

<http://www.energy-pedia.com/article.aspx?articleid=140364>

Figura 5-11

http://www.offshoremag.com/index/articledisplay/5643690153/articles/offshore/volume-69/issue11/engineeringconstruction/first-ever-fdps_oil.html

Figura 5-12

http://www.offshoremag.com/index/articledisplay/5643690153/articles/offshore/volume-69/issue11/engineeringconstruction/first-ever-fdps_oil.html



Figura 5-13 OTC 20492 “Flow Assurance, Operability Challenges, and Artificial Lift for the Azurite Field Development”, Ralph K. Brezger, II, Wilson Rodriguez, Murphy West Africa, Ltd.; Jianlin Cai, Muriel C. Reaux, Doris, Inc.; Leif Korneliussen, Framo Engineering AS, 2010.

Figura 5-14 Artículo Brazil Parque das Conchas Project Sets Subsea Separation, Pumping Milestone”, Joel Parshall, JPT Features Editor, SPE. JPT Septiembre 2009.

Figura 5-15

<http://www.offshore-technology.com/projects/bc-10/>

Figura 5-16 OTC 20451 “Subsea Processing at Parque das Conchas (BC-10): Taking Flow Assurance to the Next Level”, S. Iyer, P. Lang, W. Schoppa, D. Chin and A. Leitko, Shell International E&P Inc., 2010.

Figura 5-17 OTC 20451 “Subsea Processing at Parque das Conchas (BC-10): Taking Flow Assurance to the Next Level”, S. Iyer, P. Lang, W. Schoppa, D. Chin and A. Leitko, Shell International E&P Inc., 2010.

Figura 5-18 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.

Figura 5-19 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.

Figura 5-20 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.

Figura 5-21 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.

Figura 5-22 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.



Figura 5-23 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.

Figura 5-24 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.

Figura 5-25 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.

Figura 5-26 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.

Tabla 5-1 OTC 15188 “Active Heating For Flow Assurance Control in Deepwater Flowlines”, Khlefa A. Esaklul, Gee Fung, Gary Harrison and Ron Perego, BP America, 2003.

Tabla 5-2 “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.





Conclusiones y Recomendaciones

A través del trabajo realizado se puede concluir la importancia que tiene el desarrollo de campos en aguas profundas en todo el mundo y los avances en la exploración de nuevos yacimientos que permiten incrementar las reservas para satisfacer la demanda de hidrocarburos. México a través de Petróleos Mexicanos en los últimos años ha realizado actividades para la exploración y perforación de pozos en el área del Golfo de México en tirantes de aguas profundas; sin embargo requiere acelerar las operaciones para lograr hacer producir los campos en territorio nacional.

Los campos en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas cuentan con retos importantes que deben ser abordados durante la planeación de proyectos, sobre todo en los campos ubicados en tirantes de agua mayores a los 1,500 metros donde el mayor trabajo se encuentra en lograr realizar actividades con condiciones de operación extremas, configuraciones del sistema submarino de producción y las características de la estructura superficial para almacenar y transportar los fluidos producidos.

El diseño del sistema de producción submarino es la actividad más importante en la etapa de producción de un campo en tirantes de aguas profundas; determinará el éxito y eficiencia en su operación así como pretende reducir los costos de mantenimiento y facilitar su instalación, por lo cual la implementación de nueva tecnología y modificaciones a elementos del sistema de producción submarino ofrecen una estrategia para el aseguramiento de la producción, así como deben evaluarse las condiciones medioambientales que son un factor importante en el proceso de producción.



El Aseguramiento de Flujo es una disciplina que permite definir las mejores estrategias de diseño, planeación de operación y mantenimiento de los sistemas de producción, es un término que fue implementado para las operaciones en tirantes de aguas profundas pero su definición no se limita solo a condiciones o características de campos en dichas zonas, en el aseguramiento de flujo se debe realizar un trabajo detallado en la caracterización de los fluidos, las muestras representativas obtenidas a través del yacimiento deben ser estudiadas en el laboratorio y de ellas dependerá que la predicción del comportamiento del yacimiento sea lo más exacta posible para evitar simulaciones erróneas que lleven al fracaso un proyecto, debe además realizarse una planeación detallada para lograr determinar los problemas asociados al flujo continuo de los fluidos del yacimiento a fin de lograr alargar la vida productiva del pozo.

Existen 2 tipos de factores que afectan el Aseguramiento de Flujo; la acumulación de sólidos y el comportamiento de los fluidos, los cuales deben determinar las condiciones que favorecen la inestabilidad del flujo para lograr aplicar estrategias que mitiguen y eliminen los problemas en la producción de los fluidos.

Para lograr realizar el aseguramiento de la producción existen dos funciones mas, el refuerzo y la vigilancia del flujo, las cuales deben ser consideradas en la planeación del proyecto ya que están relacionadas entre sí y en conjunto permiten asegurar el proceso de producción.

La importancia de los SAP (Sistemas Artificiales de Producción), son necesarios para lograr reforzar la producción, a través de esta tesis se observa las nuevas implementaciones y consideraciones para que puedan entrar en operación en condiciones extremas, su diseño es más detallado pero su funcionamiento ha resultado necesario en el proceso de producción, siendo importante en operaciones donde se requiere explotar aceites pesados que requieren energía adicional para lograr llevarlos hasta la superficie.



El Aseguramiento de Flujo requiere de estrategias operacionales, un factor importante son las operaciones de paros y arranque de la producción las cuales llegan a requerir métodos para que durante ese tiempo no se formen sólidos o el flujo experimente un comportamiento inadecuado como el bacheo, todas estas consideraciones son evaluadas en el aseguramiento de flujo y se implementan métodos mecánicos, térmicos y químicos para ofrecer diferentes estrategias para lograr producir la mayor cantidad de hidrocarburos.

La aplicación del Aseguramiento de Flujo es fundamental en el desarrollo de campos que se han llevado a cabo en países como EUA y Brasil y a través de la evaluación y planeación del aseguramiento de flujo han logrado el éxito en las actividades de explotación de hidrocarburos en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas, dentro de los ejemplos que se observaron el campo Na Kika marco diferencia al lograr producir por primera vez 6 campos en conjunto dentro de su proyecto, además muestra la importancia de la aplicación de tecnologías que fueron determinantes en el éxito obtenido, en cuanto al campo The King, se logró concluir la importancia de los métodos de manejo térmico, el cual en su aplicación logro proporcionar una herramienta para el control de hidratos y ceras durante las paros de producción.

Las tecnologías han sido esenciales, en el caso del campo Azurita observamos la implementación de una nueva estructura superficial denominada FPDSO la cual permite no solo llevar las actividades de producción, almacenamiento y transporte si no permite realizar la perforación de pozos lo que agiliza el tiempo entre la perforación y producción.

La aplicación del Aseguramiento de Flujo en sistemas que producen aceites pesados es un trabajo que requiere mayores consideraciones, donde además se ha hecho indispensable el uso de SAP con mayor potencia y flexibilidad para instalarse en aguas ultraprofundas.



Las condiciones y propiedades de los aceites pesados requieren tratamientos para la separación, así que nuevas tecnologías que permiten lograr instalar un componente que separe los fluidos y adicione energía al yacimiento son la estrategia más favorable para llevar a cabo la explotación de yacimientos con estas características.

En el Campo Parque das Concha se puede observar la importancia de considerar nuevas configuraciones para instalar un BEC, el uso de un separador mostro mayor eficiencia al lograr producir los aceites pesados que contenía el yacimiento.

En el caso del Campo Jubarte, se considero las nuevas implementaciones sobre sistemas de seguridad en caso de que algún elemento del sistema del BEC falle, además se observa las diferentes configuraciones para ser instalado ya sea después del árbol de producción para que no experimente bacheo en el riser y el BEC instalado en el fondo del pozo como tradicionalmente se realiza.

En el sistema de BEC se requiere tener mayor flexibilidad para instalarse y desinstalarse, así como se utilizan sistemas adicionales para el control y vigilancia del sistema, estos permiten detectar problemas operacionales relacionados con el funcionamiento de las bombas y pueden ser automatizados para parar las operaciones de producción, además se pretenden utilizar sistemas de seguridad alternos como un BN y realizar la reparación o el mantenimiento del SAP principal para reiniciar su operación en un periodo no muy largo.

En el Campo Jubarte se logro tener éxito con 3 métodos diferentes para lograr la recuperación de los fluidos, el uso de BEC, BN y pozos inyectoros de agua muestran las diferentes opciones que pueden ser combinadas y en conjunto asegurar el flujo.



REFERENCIAS



Referencias

1. Domínguez, S., “El plan B de PEP”, 14 de octubre de 2010, GlobalEnergy.
2. Pemex, “Produce Pemex 2,585,000 barriles diarios de crudo en promedio”, GlobalEnergy, 27 de septiembre de 2010.
3. Greenpeace, “Exploración en aguas profundas del Golfo de México”, agosto 2010.
4. Cinco-Ley, H., Presentación del IMP “La estrategia del IMP ante el reto de exploración y explotación de campos en aguas profundas”, 2009.
5. Barbosa C. Fabio, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Revista Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39, Septiembre 2008.
6. Barbosa, Fabio. “Éxitos y problemas en el Golfo de México”, energía 7 (87) 29, FTE de México, 2007.
7. Oilfield Review, Schlumberger, “Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso”, (Aseguramiento de la producción submarina), Verano de 2005.
8. Reyes, V., Scandpower PT Inc., Gómez José A. FI-UNAM; Martínez, N., Artículo “Aseguramiento del flujo en sistemas de aceite pesado en México”, PEP-SCTET 2005.



9. Romero, M. Ascención, “Aspectos termodinámicos de la formación/disociación de hidratos”, IMP, Programa de Ingeniería Molecular, Noviembre 2006.
10. Oilfield Review, Schlumberger, “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Otoño 2007.
11. González, P. Eduardo, Artículo “Hidratos de gas” (primera parte), Revista marina.
12. Fragoso, R. Elvis E., Pemex, “Estudio Numérico de la Corrida de Diablos para el Mantenimiento de la Producción en Oleoductos”, 2007.
13. http://www.offshore-technology.com/projects/na_kika/
14. http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=126
15. OTC 17657 “Flow Assurance and Production Chemistry for the Na Kika Development”, A.Carroll and J. Clemens, BP; K. Stevens, Shell Intl. E&P, Inc.; and R. Berger, Manatee Inc., 2005.
16. OTC 18388 “Gulf of Mexico Field of the Future: Subsea Flow Assurance”, R.Gudimentla and A. Carroll, BP, and K. Havre, C. Christiansen, and J, Canon, Scandpower Petroleum Technology Inc., 2006.
17. OTC 15188 “Active Heating For Flow Assurance Control in Deepwater Flowlines”, Khlefa A. Esaklul, Gee Fung, Gary Harrison and Ron Perego, BP America, 2003.



18. OTC 20492 “Flow Assurance, Operability Challenges, and Artificial Lift for the Azurite Field Development”., Ralph K. Brezger, II, Wilson Rodriguez, Murphy West Africa, Ltd.; Jianlin Cai, Muriel C. Reaux, Doris, Inc.; Leif Korneliussen, Framo Engineering AS, 2010.
19. Cavalcanti G., Capela, C., Vianey, B. y Werneck M., “Heavy Oils and Deep Waters: A Challenge for Petrobras”, Petrobras, 2004.
20. OTC 20371 “Development of a Combination Corrosion-Scale Inhibitor for the Subsea Separation and Boosting System of the Parque das Conchas Project in Brazil”, M.A. Silvestri, Nalco; D.H. Emmons, Nalco (Retired); S. Linares-Samaniego, SPE, Nalco; R. Gingrich, Shell Exploration and Production., 2010.
21. OTC 20451 “Subsea Processing at Parque das Conchas (BC-10): Taking Flow Assurance to the Next Level”, S. Iyer, P. Lang, W. Schoppa, D. Chin and A. Leitko, Shell International E&P Inc., 2010.
22. “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.
23. OTC 19083 “The New Deepwater Oil and Gas Province in Brazil: Flow Assurance and Artificial Lift: Innovations for Jubarte Heavy Oil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, 2007.
24. Gómez, José A.; "Apuntes de Producción de Pozos I" Facultad de Ingeniería U.N.A.M. 1987.





Bibliografía

Introducción

- 1) Oilfield Review, Schlumberger, “Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso”, (Aseguramiento de la producción submarina), Verano de 2005.
- 2) Prospectos de Pemex en Aguas Profundas publicación de GlobalEnergy, edición especial “Congreso Mexicano del Petróleo 2010”.
- 3) Domínguez, S., “El plan B de PEP”, 14 de octubre de 2010, GlobalEnergy.
- 4) Pemex, “Produce Pemex 2,585,000 barriles diarios de crudo en promedio”, GlobalEnergy, 27 de septiembre de 2010.
- 5) “Exploración en aguas profundas del Golfo de México”, agosto 2010, Greenpeace.

Capítulo 1

- 1) Domínguez, S., “El plan B de PEP”, 14 de octubre de 2010, GlobalEnergy.
- 2) Pemex, “Produce Pemex 2,585,000 barriles diarios de crudo en promedio”, GlobalEnergy, 27 de septiembre de 2010.
- 3) “Exploración en aguas profundas del golfo de México”, agosto 2010, Greenpeace.
- 4) Cinco-Ley, H., Presentación del IMP “La estrategia del IMP ante el reto de exploración y explotación de campos en aguas profundas”, Octubre 2009.
- 5) Barbosa, C. Fabio, “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Revista Problemas del Desarrollo (Revista Latinoamericana de Economía) Vol. 39., Septiembre 2008.
- 6) Barbosa, C. Fabio. “Éxitos y problemas en el Golfo de México”, 2007 energía 7 (87) 29, FTE de México.
- 7) Presente y futuro de las estrategias en exploración y explotación de campos en aguas profundas, Foro: Retos tecnológicos en exploración y explotación de campos petroleros en aguas profundas, Pemex Exploración y Producción, Octubre 2009.



- 8) Retos en el desarrollo y explotación de campos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste, Pemex Exploración y Producción, Octubre 2009.
- 9) Artículo publicado en: Energía a Debate, Tomo IV, No. 20, pp. 8-14 “La frontera olvidada: México y Cuba en el Golfo”, Mayo-Junio de 2007.
- 10) The Encyclopedia of Earth, “Deepwater Gulf of Mexico oil reserves and production”, Nomack Mallory, Septiembre 2010.
- 11) “El PROCAP 3000, y la tecnología de producción en aguas profundas”, Marcos Assayag, Petrobras, Junio 2002.
- 12) Barbosa, Fabio., “Informaciones y comentarios sobre nuevos avances de las compañías petroleras en áreas contiguas a la frontera, en el golfo de México”, IIEc. UNAM, Febrero 2002.
- 13) Thunder Horse Field, Gulf of Mexico, USA
http://www.offshore-technology.com/projects/crazy_horse/
- 14) Marlim Oil Field, Campos Basin, Brazil,
<http://www.offshore-technology.com/projects/marlimpetro/>
- 15) Roncador, Campos Basin, Brazil,
<http://www.offshore-technology.com/projects/roncador/>
- 16) Petrobras: Tupi comenzó a producir,
http://gabinete.org.ar/Mayo_2009/petrobras.htm
- 17) Proyecto Tebe en Angola
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=558

Capítulo 2

- 1) “Un plan para exitosas operaciones en aguas profundas”, Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 21 No. 1. Verano 2009.
- 2) Análisis de estructuras Offshore sometidas a la acción del oleaje mediante ansys. <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4791/>
- 3) Lindsey-Curran, C., “Desarrollo de campos y aspectos que se deben tener en cuenta al desarrollar un campo” BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.



- 4) Rodríguez, J., “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo, Febrero 2008.
- 5) <http://www2.petrobras.com.br>
- 6) <http://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/platform-spar-comp.htm>
- 7) “Subsea Equipments” Presentación de Mauricio Werneck de Figueiredo (Petrobras/CENPES).
- 8) “Tipos de árboles submarinos”- Componentes de un árbol-Instalación / Herramientas de colocación de Árboles Submarinos, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.
- 9) Lindsey-Curran, C., “Desarrollo de campos y aspectos que se deben tener en cuenta al desarrollar un campo” BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.
- 10) Rodríguez, J., “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo (manifold-PLEM-PLET), Febrero 2008.
- 11) Rodríguez, E., “Aplicación de vehículos operados a control remoto (ROVS)”, Proyecto D.00384 “Asimilación de tecnología para la planeación, evaluación, selección, operación y mantenimiento de sistemas submarinos”, Febrero 2008.
- 12) Cortés, A., Tesis “Explotación de hidrocarburos en aguas profundas”, UNAM-FI 2005.
- 13) Uribe, José., Tesis, “Aspectos geotécnicos en aguas profundas”, IPN-ESIA, Noviembre 2004.
- 14) <http://www.jmarcano.com/varios/desastre/huracan.html>
- 15) <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/204/GLOSARIO%20DE%20TERMINOS%20PETROLEROS%202006.doc>.

Capítulo 3

- 1) “Solución para problemas de la construcción de pozos en aguas profundas”, Oilfield Review, Verano 2000, Schlumberger.



- 2) Oilfield Review, Schlumberger, “Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso”, (Aseguramiento de la producción submarina), Verano de 2005.
- 3) OTC 18820, “The use of Subsea Gas-Lift in Deepwater Applications”, Subash S. Jayawardena, George J. Zabarar, and Leonid A. Dykhno, Shell Global Solutions (US) Inc., 2007.
- 4) Pumps and Systems, artículo “Considerations on Electric Submersible Pumps Technology, Febrero 2008.
- 5) www.pump-zone.com/pumps/centrifugal-pumps/considerations-on-electric-submersible-pumps-technology.html
- 6) OTC 13075 “The Challenges of Deepwater Flow Assurance: One Company’s Perspective”, David B. L. Walker and Norman D. McMullen, BP, 2001.
- 7) OTC 13120 “Life Cycle Management for Gulf of Mexico Subsea Portfolio”, L.D. Foster, P.B. Hebert, W.J.R. Nisbet, D.E. Sabatini, B. van Bellegem, D.P. Fauchaux, Shell Exploration and Production Co., Inc., 2001.
- 8) OTC 14010 “Flow Assurance: A π 3 Discipline”, Lloyd D. Brown, Conoco, Inc., 2002.
- 9) Lindsey-Curran, C., Presentación “Aseguramiento del flujo”, BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.
- 10) Obtenida del artículo Artículo “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfield Review, Otoño 2007.
- 11) OTC 15184 “Flow Assurance in Deepwater Flowlines and Pipelines- Challenges Met, Challenges Remaining”, Frederic K. Wasden/Shell Exploration and Production Company, 2003.
- 12) Presentación “An Integrated Approach to Combating Flow Assurance Problems”, Allan Browne & Laurence Abney, Halliburton, SPE Bergen, Abril 2006.
- 13) Presentación “Construcción de pozos en aguas profundas”, Aseguramiento de flujo- Hidratos, PEMEX (Perforación y Mantenimiento de Pozos), 2000.



- 14)González, E., Artículo “Hidratos de gas” (primera parte), Revista marina, 2002.
- 15)Soria, A., (IPH) & Carreón, B., (IMP). “Los hidratos de gas”, Problemas y usos potenciales en la industria petrolera, 2010.
- 16)“Flow Assurance: Understanding and Controlling Natural Gas Hydrate”, By Dr. Ram Sivaraman, Gas Technology Institute, Summer 2002.
- 17)“Flow Assurance And Multiphase Pumping”, a Thesis by Hemant G. Nikhar, Texas A&M University, Diciembre 2006.
- 18)“El creciente interes en los hidratos de gas”, Oilfield Reviw, Schlumberger, Otoño 2000.
- 19)Romero, A., “Aspectos termodinámicos de la formación/disociación de hidratos”, IMP Programa de Ingeniería Molecular-Área de Investigación Termofísica, Noviembre 2006.
- 20)[http://www.oilproduction.net/files/NOTA TECNICA 33.pdf](http://www.oilproduction.net/files/NOTA_TECNICA_33.pdf)
- 21)SPE 78324 “Reliable Wax Predictions for Flow Assurance”, João A.P.Coutinho, University of Aveiro, Beryl Edmonds, Tony Moorwood, Richard Szczepanski, Xiaohong Zhang, Infochem Computer Services Ltd.
- 22)SPE 110833, “Impact of Flow Assurance in the Development of a Deepwater Prospect”, Doris L. Gonzalez and Abul K.M. Jamaluddin, Schlumberger; Trond Solbakken, Hydro Gulf of Mexico; and George J. Hirasaki and Walter G. Chapman, Rice University.
- 23)“Flow Assurance and Operability”, Capability and Experience, IntecSea, 2010.

Capítulo 4

- 1) OTC 14119, “Application of Insulation Materials for Deepwater Subsea Completion and Production Equipment”, Dwight Janoff and Janardhan Davalath, FMC Energy Systems.
- 2) “Flow Assurance And Multiphase Pumping”, a Thesis by Hemant G. Nikhar, Texas A&M University, Diciembre 2006.



- 3) http://www.telecable.es/personales/albatros1/calor/transferencia_de_calor_032_coeficiente_global.htm
- 4) Feeney, S., "Vacuum-Insulated Tubing For Subsea Completions", Subsea Technology, JPT Diamond Power Specialty Co., Agosto 1997.
- 5) Presentación "Construcción de pozos en aguas profundas", Aseguramiento de flujo- Hidratos, PEMEX (Perforación y Mantenimiento de Pozos), 2000.
- 6) Fragoso, E., "Estudio numérico de la corrida de diablos para el mantenimiento de la producción en oleoductos", Pemex (Exploración y Producción), 2009.
- 7) Browne, A., & Abney, L., Presentación "An Integrated Approach to Combating Flow Assurance Problems", Halliburton, SPE Bergen, Abril 2006.
- 8) http://www.oilproduction.net/files/GPA_NOTA_TECNICA_41.pdf
- 9) Finn A., originally "Wax And Hydrate Control With Electrical Power", Subsea Technology, presented at the 1997 Offshore Technology Conference.
- 10) Rach, N., "Advanced insulation maintains thermal integrity of subsea systems", E&P 2010.
- 11) "Understanding the thermal evolution of deep-water continental margins", By Nicky White¹, Mark Thompson & Tony Barwise, Nature | VOL 426 | 20 november 2003 | www.nature.com/nature.
- 12) Presentación "Construcción de pozos en aguas profundas", Aseguramiento de flujo- Hidratos, PEMEX (Perforación y Mantenimiento de Pozos), 2000.
- 13) Presentación "Construcción de pozos en aguas profundas", Aseguramiento de flujo- Asfaltenos, PEMEX (Perforación y Mantenimiento de Pozos), 2000.
- 14) "How to overcome challenges with active electrical heating in deepwater", By L. Delebecque, E. Sibaud, M. Scocard, C. Rueda, P. Delbene - Saipem s.a. (France), 2009.

Capítulo 5

- 1) www.eoearth.org/articles/view/158852/



- 2) OTC 17657 “Flow Assurance and Production Chemistry for the Na Kika Development”, A.Carroll and J. Clemens, BP; K. Stevens, Shell Intl. E&P, Inc.; and R. Berger, Manatee Inc., 2005.
- 3) OTC 18388 “Gulf of Mexico Field of the Future: Subsea Flow Assurance”, R.Gudimentla and A. Carroll, BP, and K. Havre, C. Christiansen, and J. Canon, Scandpower Petroleum Technology Inc., 2006.
- 4) http://www.offshore-technology.com/projects/na_kika/
- 5) OTC 15188 “Active Heating For Flow Assurance Control in Deepwater Flowlines”, Khlefa A. Esaklul, Gee Fung, Gary Harrison and Ron Perego, BP America, 2003.
- 6) SPE 97749 “Heavy Oil Gas Lift Using the Concentric Offset Riser (COR)”, Adam. Szucs, 2H Offshore Inc; Frank. Lim, 2H Offshore Engineering Ltd, 2005.
- 7) OTC 20492 “Flow Assurance, Operability Challenges, and Artificial Lift for the Azurite Field Development”., Ralph K. Brezger, II, Wilson Rodriguez, Murphy West Africa, Ltd.; Jianlin Cai, Muriel C. Reaux, Doris, Inc.; Leif Korneliussen, Framo Engineering AS, 2010.
- 8) http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf
- 9) “Brazil Parque das Conchas Project Sets Subsea Separation, Pumping Milestone”, Joel Parshall, JPT Features Editor, SPE. JPT Septiembre 2009.
- 10) “Heavy Oils and Deep Waters: A Challenge for Petrobras”, Petrobras, Giovanni Cavalcanti Nunes, Carlos Alberto Capela Moraes, João Batista Vianey da Silva Ramalho y Mauricio Werneck de Figueiredo.
- 11) OTC 20371 “Development of a Combination Corrosion-Scale Inhibitor for the Subsea Separation and Boosting System of the Parque das Conchas Project in Brazil”, M.A. Silvestri, Nalco; D.H. Emmons, Nalco (Retired); S. Linares-Samaniego, SPE, Nalco; R. Gingrich, Shell Exploration and Production., 2010.
- 12) OTC 20451 “Subsea Processing at Parque das Conchas (BC-10): Taking Flow Assurance to the Next Level”, S. Iyer, P. Lang, W. Schoppa, D. Chin and A. Leitko, Shell International E&P Inc., 2010.



- 13) "Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil", Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS, March 2008 SPE Projects.
- 14) OTC 19083 "The New Deepwater Oil and Gas Province in Brazil: Flow Assurance and Artificial Lift: Innovations for Jubarte Heavy Oil", Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, 2007.
- 15) Gómez, J., "Apuntes de Producción de Pozos I" Facultad de Ingeniería U.N.A.M. 1987.



GLOSARIO



Glosario

B

Batimetría: es la ciencia que estudia las mediciones de las profundidades marinas para determinar la topografía del fondo del mar.

C

Caisson-BEC: sistema que permite ubicar en un área en el fondo marino un sistema de separación y levantamiento artificial de fluidos (BEC), cuyo objetivo es tratar los aceites pesados para su explotación en aguas profundas.

Campos gigantes: campos que ofrecen una producción de más de 500 millones de barriles de petróleo.

Campos super gigantes: son campos cuya producción es de más de 5000 millones de barriles de petróleo.

Conductividad térmica: es una propiedad física de los materiales que mide la capacidad de conducción de calor. En otras palabras la conductividad térmica es también la capacidad de una sustancia de transferir la energía cinética de sus moléculas a otras moléculas adyacentes o a sustancias con las que está en contacto

D

Daño a la formación: es cualquier restricción al flujo de fluidos o cualquier fenómeno que distorsiona las líneas de flujo de los fluidos, incluye significativamente en la productividad y ocasiona una caída de presión adicional en el flujo de fluidos.

Domos salinos: estructura en forma abovedada, columna o seta, que se eleva en zonas débiles de la corteza terrestre, está formada de estratos cuya parte central o núcleo consiste de sal de roca. Se encuentra en los campos petroleros de la costa del Golfo de México y forma a menudo depósitos de aceite.

E

Esfuerzo cedente: es el punto de la curva esfuerzo/deformación donde el comportamiento lineal se desvía, comportamiento elástico. En este punto comienza el flujo plástico o deformación permanente.

Esfuerzo cortante: es una fuerza tangencial dividida entre el área, denominada también, fuerzas de rozamiento internas, es decir cuando un fluido está sometido a esta fuerza tiende a escurrirse o deformarse.



Estimulación: la estimulación de pozos es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros, ésta consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

Estrangulador: los estranguladores son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción al flujo, con objeto de controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos. Generalmente los estranguladores se colocan en la superficie en el árbol de válvulas o en el cabezal recolector a la llegada de cada pozo, pero también se pueden colocar dentro del pozo en la boca del aparejo de producción.

Estructura geológica: las estructuras geológicas están relacionadas con todos los accidentes tectónicos de la masa rocosa, estas son formadas por movimientos epirogénicos y movimientos orogénicos y es la forma en la que han sido depositadas las rocas, es decir, como están colocadas.

Exotérmico: es una reacción química que desprende energía.

F

Flujo multifásico: se define como el flujo simultaneo de gas y liquido a través de una tubería o línea de flujo.

Flujo turbulento: en un flujo de fluidos las partículas se mueven desordenadamente y las trayectorias de las partículas se encuentran formando pequeños remolinos aperiódicos.

G

Gas disuelto: es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero que forman parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento o de flujo.

Gas húmedo: mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

Gas seco: gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas seco también se obtiene de las plantas de proceso.

Gravedad específica: es el cociente del peso de un volumen de material dado entre el peso del mismo volumen de agua medida a la misma temperatura.



H

Hermeticidad: se define a menudo como la capacidad de un material de refrenar o retener el agua sin escapes visibles.

I

Intervención: son actividades que se realizan para realizar el mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo de operaciones de producción dentro del proceso productivo del yacimiento.

M

Miscible: se refiere a la propiedad de algunos líquidos para mezclarse en cualquier proporción, formando una solución homogénea.

Mojabilidad: es la capacidad que tiene un líquido de extenderse y dejar una traza sobre un sólido. Depende de las interacciones intermoleculares entre las moléculas superficiales de ambas sustancias. Se puede determinar a partir del ángulo que el líquido forma en la superficie de contacto con el sólido, denominado ángulo de contacto; a menor ángulo de contacto, mayor mojabilidad.

P

Permeabilidad: facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

Petróleo crudo equivalente: es la suma del petróleo crudo, condensado y gas seco equivalente al líquido

pH: es el potencial de hidrógeno, medida de la acidez o alcalinidad de un sistema y su escala va de 0 (altamente ácido) a 14 (altamente básico), para pH = 7 la solución es neutra.

Porosidad: relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Pozos desviados: es un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

Pozo exploratorio: perforación realizada en un área en donde al momento no existe producción de aceite y/o gas, pero que los estudios de exploración petrolera establecen probabilidad de contener hidrocarburos.



Pozo horizontal: los pozos horizontales se realizan con la intención de perforar los horizontes productivos, en una gran extensión horizontal y no limitarse solo al espesor neto de las formaciones que es el caso de perforaciones de tipo convencional.

Pozo inyector: pozo que se utiliza para inyectar agua, aire o gas a un estrato con el fin de aumentar la presión de otros pozos en el yacimiento.

Presión de saturación: presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Preventores: son un sistema que se requiere en la perforación de pozos para el control cuando se encuentra bajo presión.

Punto de escurrimiento: el punto de escurrimiento es la temperatura más baja expresada como múltiplo de 3°C (5°F), a lo cual se observa fluir la muestra cuando es enfriada bajo condiciones específicas.

Punto de licuefacción: es cuando se realiza el cambio de estado que ocurre cuando una sustancia pasa del estado gaseoso al líquido, por acción de la temperatura y el aumento de presión, llegando a una sobrepresión elevada.

R

Recuperación mejorada: adición de energía extraña al yacimiento donde los fluidos inyectados interactúan con las propiedades roca-fluidos. Se engloban en cuatro subprocesos: Térmicos, Químicos, Miscibles y Bacteriológicos.

Recurso prospectivo: es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estima pueden ser recuperables.

Reología: es una rama de la ciencia que estudia el flujo y deformación de la materia, particularmente el flujo plástico de los sólidos y el flujo de los fluidos no Newtonianos.

Reservas de hidrocarburos: volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

Reserva original: volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.



Reservas posibles: volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Reservas probables: reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.

Reservas probadas: volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

Resistencia de gel: es una medida de la atracción física y electroquímica de las partículas bajo condiciones estáticas. Es la fuerza necesaria para empezar el flujo desde la condición estacionaria, ya que existe una tendencia del fluido de perforación a gelatinarse en los tanques y en el hoyo cuando no está en movimiento.

RGA: (relación gas-aceite) son los pies cúbicos de gas producidos por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas afectan el valor de dicha relación.

S

Salinidad: es el contenido de sal disuelta en un cuerpo de agua. Dicho de otra manera, es válida la expresión salinidad para referirse al contenido salino en suelos o en agua.

I

Tensión superficial: es la cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área.

Terminación del pozo: es el sistema de procesos y/o accesorios que se instalan dentro del pozo con el objetivo de conducir o inyectar fluidos de las formaciones a la superficie o viceversa. El propósito primordial de la terminación de un pozo es prepararlo y acondicionarlo con el fin de obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, empleando las técnicas e introduciendo los equipos adecuados para las características del yacimiento.



Terminación inteligente: una terminación inteligente es aquella en la cual el control de flujo o inyección toma lugar en el fondo del pozo, en el yacimiento, sin intervención física, con o sin monitoreo activo.

Tubería de producción: conjunto de tubos unidos por coples y roscas que se introduce en el pozo cuando este se va a poner en producción, para que los hidrocarburos y/o gas fluyan desde el fondo a la superficie en forma controlada.

Tubería de revestimiento: es el conjunto de tuberías de acero que se colocan dentro de un pozo de frente a las formaciones rocosas que han sido perforadas, con objeto de evitar derrumbes de las mismas y/o para aislar zonas con presiones anormales, es decir, diferentes a las del gradiente normal de presión esperado.

V

Viscosidad: propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza.

W

WAT: es la temperatura de formación de ceras.

Y

Yacimiento: porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.



NOMENCLATURA



I

| | | |
|---|-----------------|------------|
| T | Temperatura | [°F], [°C] |
| | Tirante de agua | [pie], [m] |

U

| | | |
|---|--|---|
| U | Coficiente de transferencia de calor total | $\left[\frac{BTU}{día\ pie^3°F}\right]$ |
|---|--|---|

W

| | | |
|----|-----------|--|
| MW | Mega watt | |
|----|-----------|--|

| | | |
|------------|----------------------|------------------------|
| ΔT | Caída de temperatura | [°F], [°C] |
| ϕ | Porosidad | [fracción] |
| μ | Viscosidad | [cp] |
| ρ | Densidad del fluido | [lb/pie ³] |